



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad

Estudio de técnicas invasivas y no invasivas para evaluar el deterioro de paneles solares fotovoltaicos

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad, Mención Redes Eléctricas Inteligentes

Autor:

Ing. Miguel Alberto Dávila Sacoto

CI: 0104947692

Correo: davilamds@hotmail.com

Director:

Ing. Luis Gerardo González Morales, Ph.D.

CI:1729711059

Cuenca, Ecuador

03 de marzo de 2020



Resumen:

En la actualidad, el uso de las energías renovables, en sustitución de fuentes energéticas contaminantes, forma parte de las acciones que permiten mitigar el inminente cambio climático. En este sentido, actualmente la energía solar fotovoltaica, una de las energías renovables no convencionales con mayor capacidad instalada a nivel mundial, es objeto de estudio desde diferentes frentes y enfoques. En este estudio se realiza un análisis de los diferentes modos de deterioro, con técnicas invasivas y no invasivas, que pueden presentarse en un panel fotovoltaico, principal componente de un sistema de generación solar fotovoltaica. En el estudio se analizan los fenómenos de deterioro en los paneles solares como los distintos modos de delaminación, descoloración, grietas en celdas fotovoltaicas, puntos calientes y la degradación por el potencial inducido con los respectivos porcentajes comunes de disminución de potencia. Se realiza una revisión de las técnicas de detección del deterioro y equipos requeridos para ejecutar la evaluación del deterioro. En este aspecto se describen los estudios realizados sobre las pruebas de termografía, electroluminiscencia y análisis de curvas características de los paneles fotovoltaicos bajo estudio.

Una vez conocidos los modos de deterioro y las técnicas para su detección se realiza un análisis técnico in situ sobre el deterioro de los paneles existentes en la instalación fotovoltaica del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca. Se realiza el análisis de los principales modos de deterioro encontrados y su impacto en la potencia de los paneles fotovoltaicos. Se llevan a cabo las pruebas de termografía, electroluminiscencia y trazado de curvas I-V para determinar el deterioro de los paneles. Estas pruebas se realizaron con equipos profesionales como con equipos de bajo costo. Se encuentra que el 70% de paneles monocristalinos y el 28% de paneles policristalinos tienen alguna anomalía.

En base al estudio se realiza una estimación del porcentaje de pérdida de potencia, para ejecutar un análisis económico y determinar la devaluación de los paneles analizando los costos de mercado, la pérdida de potencia y la proyección de potencia generada. Con esto se concluye que la instalación fotovoltaica de la Universidad de Cuenca tiene un 6.45% de deterioro, y el método de proyección de potencia presenta un 2.04% de error.

Palabras claves: Paneles fotovoltaicos, termografía, electroluminiscencia, curvas I-V, curvas P-V.



Abstract:

Nowadays, the use of renewable energies is part of the actions that allow mitigating the impending climate change, these contribute to the replacement of polluting sources. In this sense photovoltaic solar energy, one of the unconventional renewable energies with greater capacity installed worldwide, is studied in different ways given their importance, which is why in this study an analysis of the different modes of invasive and non-invasive deterioration that can occur in a photovoltaic panel is accomplished on the main component of this a photovoltaic solar generation system. This study analyzes the phenomena of deterioration in the solar panels such as delamination, fading, cracks in photovoltaic cells, hot spots and Potential Induced Degradation (PID) with the respective common percentages of power reduction. A review of the deterioration detection techniques and equipment required to perform the deterioration assessment is performed. This aspect describes the studies carried out on thermography, electroluminescence and analysis of characteristic curves tests of the photovoltaic panels under study.

Once the deterioration modes and techniques for their detection are known, a technical analysis is carried out on the deterioration of the existing panels in the photovoltaic installation of University of Cuenca's micro-grid. The analysis of the main deterioration modes found and their impact on the power of photovoltaic panels is performed. Thermography, electroluminescence and I-V curve tracing tests are carried out to determine the deterioration of the panels.

These tests were carried out with professional equipment and with low-cost equipment. It is found that 70% of monocrystalline panels and 28% of polycrystalline panels have some anomaly.

Based on the study, an estimate is made of the percentage of power loss, to perform an economic analysis and determine the devaluation of the panels, analyzing market costs, power loss and the projection of generated power. It is concluded that the photovoltaic installation of the University of Cuenca has a 6.45% deterioration, and the power projection method presents a 2.04% error.

Keywords: Photovoltaic panels, thermography, electroluminescence, I-V curves, P-V curves.



Índice del Trabajo

Contenido	
Introducción.....	16
Capítulo 1 Energía Solar Fotovoltaica.....	17
1.1. El efecto fotoeléctrico y la celda fotovoltaica.....	17
1.2. Construcción de celdas fotovoltaicas.....	18
1.3. Tipos de celdas fotovoltaicas.....	19
1.3.1. Celdas basadas en obleas de silicio.....	20
1.3.2. Celdas basadas en película delgada de silicio.....	21
1.4. Construcción de paneles fotovoltaicos.....	22
1.5. Modelo matemático de una celda fotovoltaica.....	25
1.6. Características de paneles fotovoltaicos.....	26
1.6.1. Características eléctricas y curvas I-V o P-V.....	26
1.6.2. Características térmicas.....	30
1.6.3. Características físicas.....	31
1.7. Corrección de características eléctricas y térmicas a STC.....	32
1.7.1. Modelo Sandia.....	32
1.8. Pérdidas eléctricas en paneles fotovoltaicos: sombreado y depósito de impurezas.....	36
1.9. Costo de paneles fotovoltaicos.....	39
Capítulo 2 Degradación de paneles fotovoltaicos.....	41
2.1. Descoloración del encapsulante.....	42
2.2. Delaminación.....	43
2.3. Grietas en celdas fotovoltaicas.....	45
2.4. Puntos calientes.....	47
2.6. Otros tipos de deterioro.....	50
Capítulo 3 Detección de fallas en granjas solares fotovoltaicas.....	52
3.1. Clasificación de técnicas de detección de fallas.....	52
3.1.1. Técnicas Invasivas.....	52
3.1.2. Técnicas No Invasivas.....	52
3.2. Análisis de curvas I-V y P-V.....	53



3.2.1.	Obtención de las curvas I-V y P-V	53
3.2.1.1.	Trazador de resistor variable	53
3.2.1.2.	Trazador de carga capacitiva	55
3.2.1.3.	Trazador de carga electrónica	56
3.2.1.4.	Trazador de amplificador bipolar de potencia	57
3.2.1.5.	Trazador de fuente de poder de cuatro cuadrantes	58
3.2.1.6.	Trazador de convertidor DC-DC	59
3.2.2.	Desviaciones de una curva I-V en un generador fotovoltaico	60
3.2.3.	Determinación de parámetros y modos de fallo a través del análisis de curvas I-V	62
3.3.	Electroluminiscencia	63
3.3.1.	Tipos de sensores para capturar electroluminiscencia	64
3.3.1.1.	Sensores CCD y CMOS	65
3.3.2.	Análisis de imágenes de electroluminiscencia	68
3.3.3.	Detección de modos de deterioro con electroluminiscencia	69
3.4.	Termografía	70
3.4.1.	Cámaras térmicas	70
3.4.2.	Análisis de imágenes térmicas	71
3.4.3.	Detección de modos de deterioro con imágenes térmicas	74
3.5.	Otras técnicas de detección de fallas	74
3.5.1.	Curva I-V oscura	74
3.5.3.	Fotoluminiscencia	76
3.5.4.	Fluorescencia UV	77
Capítulo 4 Análisis de deterioro de paneles fotovoltaicos. Caso de estudio: Laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca		78
4.1.	Introducción	78
4.2.	Técnicas de detección de deterioro utilizadas	79
4.2.1.	Termografía	80
4.2.1.1.	Cámaras térmicas profesionales y cámaras térmicas de bajo costo	80
4.2.1.2.	Modos de deterioro detectados con termografía	92
4.2.2.	Electroluminiscencia	94



4.2.2.1. Modos de deterioro detectados con electroluminiscencia	98
4.2.3. Análisis de curvas I-V	103
4.3. Comparación.....	110
4.3.1. Puntos calientes	110
4.3.2. Grietas en celdas.....	111
4.3.3. PID.....	113
4.4. Análisis de potencia generada	115
4.4.1. Prototipo de medición de tensión, corriente, temperatura y radiación (método no invasivo).....	119
4.4.2. Medición no invasiva de tensión y corriente	120
4.4.3. Calibración de piranómetros	125
Capítulo 5 Determinación de disminución de potencia y devaluación económica causada por el deterioro de paneles fotovoltaicos	130
5.1. Introducción.....	130
5.2. Disminución de potencia por degradación	131
5.3. Devaluación de paneles fotovoltaicos	134
5.4. Metodología propuesta.....	137
5.4.1. Tamaño adecuado de la muestra	137
5.4.2. Grado de deterioro de paneles existentes	139
5.4.3. Reciclaje de paneles fotovoltaicos.....	142
5.4.4. Proyección de generación fotovoltaica restante en el periodo de vida útil del panel	144
5.4.5. Cálculo de devaluación y avalúo	146
Capítulo 6 Conclusiones y recomendaciones.....	148
6.1. Conclusiones.....	148
6.2. Recomendaciones.....	150
Bibliografía	152
Anexo 1: Imágenes termográficas.....	163
Anexo 2: Imágenes de Electroluminiscencia.....	183
Anexo 3: Curvas I-V/P-V	192



Índice de Figuras

Figura 1.1 Efecto fotoeléctrico [3]	17
Figura 1.2 Operación de una unión fotovoltaica. (a) Unión P-N (b) Diagrama de energía [1]	18
Figura 1.3. Barra de conexión y “dedos” o rejilla de una celda fotovoltaica [5]	19
Figura 1.4. Porcentaje de producción anual según tecnologías de celdas fotovoltaicas [7]	20
Figura 1.5. Celda policristalina y monocristalina [8]	21
Figura 1.6. Celdas de silicio amorfo [9]	22
Figura 1.7. Relación entre celdas solares, módulo o paneles y arreglos de paneles [6]	22
Figura 1.8. Conexión de celdas dentro de un panel [10]	23
Figura 1.9. Capas de protección en un panel fotovoltaico [10]	23
Figura 1.10. Paneles en serie (string) con diodos de bypass [12]	24
Figura 1.11. Modelo equivalente de un generador fotovoltaico [13]	25
Figura 1.12. Características I-V y P-V de una celda solar [15]	27
Figura 1.13. Efecto de adición de curvas I-V de celdas o paneles en serie y paralelo ..	28
Figura 1.14. Curva I-V a diferentes niveles de radiación solar de un panel marca Atersa modelo A-255M [18]	29
Figura 1.15. Obtención de las resistencias serie y paralelo del modelo de un diodo desde una curva I-V [19]	30
Figura 1.16. Curva I-V a diferentes temperaturas de un panel marca Atersa modelo A-255M [18]	31
Figura 1.17. Curva I-V medida y corregida a STC de un panel fotovoltaico	32
Figura 1.18. Curva I-V obtenida del modelo Sandia [20]	33
Figura 1.19. Sombreado de celdas fotovoltaicas causado por (a) estructuras cercanas [24] (b) vegetación [25] (c) paneles adyacentes [26]	37
Figura 1.20. Comparación entre un panel limpio y otro con depósito de polvo [27]	38
Figura 1.21. Curvas características de sombreado de paneles fotovoltaicos en un arreglo (a) Paneles sombreados en paralelo (b) Paneles sombreados en serie (c) Curva I-V (d) Curva P-V [30]	39
Figura 1.22. Costos por KW de energía solar, eólica y gas natural en Estados Unidos [31]	40
Figura 2.1. Degradación normal de un panel fotovoltaico marca Atersa modelo A-250M [18]	41
Figura 2.2. Descoloración del encapsulante de una celda solar [33]	42
Figura 2.3. Curva I-V de un panel en condiciones normales, con celdas descoloridas y con strings sombreados [34]	43
Figura 2.4. Delaminación de celdas [35]	44



Figura 2.5. Curva I-V de celdas con delaminación y descoloración [36]	44
Figura 2.6. Panel con múltiples celdas que presentan grietas [37]	45
Figura 2.7. Tipos de grietas según su orientación (a) Paralelo a la barra de conexión (b) Perpendicular a la barra de conexión (c) Múltiples direcciones (d) diagonal (e) despostillado en una esquina [38]	46
Figura 2.8. Curva I-V y P-V de un panel con celdas agrietadas [40]	47
Figura 2.9. Panel con punto caliente (a) Imagen digital (b) Imagen térmica [34].....	47
Figura 2.10. Delaminación en la parte inferior de un panel causada por un punto caliente [42].....	48
Figura 2.11. Curvas I-V de paneles con cero, uno y dos puntos calientes [44]	48
Figura 2.12. PID en un panel fotovoltaico (a) Imagen de electroluminiscencia (b) Imagen térmica [45].....	49
Figura 2.13. Curvas I-V de un panel sin deterioro y otro con PID [46]	49
Figura 2.14. Gráfica de Pareto de modos de degradación encontrados durante 10 años de un sistema fotovoltaico [32]	50
Figura 2.15. Referencia de tiempo de fallas y modos de degradación en el tiempo de vida de un panel fotovoltaico [47]	51
Figura 3.1. Esquema de un trazador de resistor variable [49]	54
Figura 3.2. Trazador de resistor variable con múltiples resistores accionados por relé (a) esquema de circuito (b) curva I-V obtenida [50].....	54
Figura 3.3. Esquema de trazadores de resistor variable (a) esquema convencional (b) esquema de trazador binario [51].....	55
Figura 3.4. Esquema de un trazador de carga capacitiva [49]	56
Figura 3.5. Esquema de un trazador de carga electrónica con transistor tipo MOSFET [49]	57
Figura 3.6. Trazador de carga electrónica “semi-invasivo” o “en línea” instalado en una caja de conexiones de un string de paneles fotovoltaicos [54].....	57
Figura 3.7. Trazador de amplificador bipolar de potencia [49].....	58
Figura 3.8. Trazador de fuente de poder de cuatro cuadrantes [49]	58
Figura 3.9. Trazador de convertidor DC-DC [49].....	59
Figura 3.10. Convertidores DC-DC derivados (a) Buck-boost (b) SEPIC (c) Cuk [57] ...	60
Figura 3.11. Desviaciones comunes de una curva I-V en un generador fotovoltaico en modo de deterioro [58]	61
Figura 3.12. Espectro de emisión de la electroluminiscencia de una celda policristalina [69]	63
Figura 3.13. Espectro electromagnético que ilustra el rango NIR y SWIR [70]	63
Figura 3.14. Imágenes de un panel fotovoltaico (a) luz visible (b) EL [71]	64
Figura 3.15. Espectro de emisión de celdas fotovoltaicas y eficiencia cuántica de sensores [72].....	65



Figura 3.16. Sensores de captura de imágenes utilizados en cámaras comerciales (a) CMOS (b) CCD [73]	66
Figura 3.17. Sensores CCD y CMOS (a) Sensitividad espectral de sensores CCD y CMOS [75] (b) Luminancia detectada por un sensor CCD [76].....	67
Figura 3.18. Sensor InGaAs (a) sensor comercial Hamamatsu G12242-0707W [77] (b) respuesta espectral de un sensor InGaAs comparado con uno de silicio CCD [78].....	67
Figura 3.19. Imagen EL que muestra celdas con grietas [72]	68
Figura 3.20. Imagen EL que muestra un panel afectado por PID [72].....	68
Figura 3.21. Imagen EL de una celda (a) sin degradación (b) con corrosión en la barra de conexión [72].....	69
Figura 3.22. Imagen de un panel fotovoltaico (a) imagen de luz visible (b) imagen térmica [88].....	70
Figura 3.23. Cámara térmica (a) FLIR A615 [89] (b) Fluke TiS20+ [90]	71
Figura 3.24. Termografía de un panel fotovoltaico (a) imagen térmica que muestra un punto caliente (b) imagen de luz visible [92].....	72
Figura 3.25. Imagen térmica de un panel con celdas desconectadas internamente	72
Figura 3.26. Imagen de un panel fotovoltaico con deterioro por PID (a) imagen EL (b) imagen térmica [45].....	73
Figura 3.27. Curva I-V oscura de un panel fotovoltaico [100].....	75
Figura 3.28. Bias eléctrico para la detección de PID (a) módulo nuevo luego del tratado con bias (b) diagrama de conexión [101]	76
Figura 3.29. Imágenes de luminiscencia de celdas fotovoltaicas (a) electroluminiscencia (b) fotoluminiscencia [103]	76
Figura 3.30. Fluorescencia UV de paneles fotovoltaicos (a) esquema de prueba [105] (b) imagen capturada con delaminación [104].....	77
Figura 4.1. Distribución de paneles fotovoltaicos del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca	79
Figura 4.2. Imagen térmica de un panel fotovoltaico del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca capturada por (a) cámara FLIR One Pro (b) Cámara Caterpillar Cat S60 (c) cámara FLIR TG167	82
Figura 4.3. Imagen térmica de un panel con deterioro capturado por (a) cámara FLIR One Pro (b) cámara Cat S60.....	83
Figura 4.4. Imagen reconstruida desde una tabla de temperaturas (a) cámara FLIR One Pro (b) cámara Cat S60	84
Figura 4.5. Dispersión X-Y de la imagen térmica de un panel con un punto caliente.....	85
Figura 4.6. Malla tridimensional de una imagen térmica tomada de un panel con un punto caliente	85
Figura 4.7. Análisis de contorno de la malla tridimensional de la imagen térmica.....	86



Figura 4.8. Imagen estática obtenida por una cámara térmica con un mapa de color en el lado derecho (a) String fotovoltaico con panel con punto caliente (b) Imagen térmica de la parte posterior de celda con deterioro	86
Figura 4.9. Imagen estática estándar en escala de grises mostrando la temperatura. Capturada por (a) FLIR One Pro (b) Cat S60	87
Figura 4.10. Dispersión de la imagen estática obtenida por una cámara FLIR One Pro	88
Figura 4.11. Malla tridimensional de una imagen estática de un panel con un punto caliente obtenida con una cámara Cat S60	88
Figura 4.12. Contorno de una malla tridimensional de un panel con un punto caliente (a) obtenida de una imagen estática (b) comparación entre contornos de una imagen térmica (izquierda) y de una imagen estática (derecha)	89
Figura 4.13. Imagen estática sin mapa de color tomada por una cámara TG167 (a) punto caliente detectado y temperatura obtenida (b) área del panel sin deterioro	90
Figura 4.14. Curvas I-V/P-V de un panel con deterioro o anomalías y de un panel sin deterioro de las mismas características (a) Curva I-V (b) Curva P-V	90
Figura 4.15. Validación por matriz de sensores (a) equipos para la medición (b) sensores colocados en la celda (c) imagen capturada con la TG167 (d) imagen térmica de la cámara Cat S60	91
Figura 4.16. Paneles con puntos calientes en el laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca (a) Imagen de luz visible panel P5_013 (b) Imagen térmica panel P5_013 (c) Imagen de luz visible panel P5_003 (d) Imagen térmica panel P5_003	93
Figura 4.17. Cámara obscura utilizada para tomar las imágenes EL de paneles fotovoltaicos	95
Figura 4.18. Pruebas de captura de imágenes EL con variación de corriente y tiempo de exposición (a) $1/10 I_{sc}, 60s$ (b) $1/10 I_{sc}, 120s$ (c) $1/2 I_{sc}, 60s$ (d) $1/2 I_{sc}, 120s$ (e) $I_{sc}, 60s$ (f) $I_{sc}, 120s$	96
Figura 4.19. Imagen EL de un panel con punto caliente luego del procesamiento	97
Figura 4.20. Imágenes EL de paneles (a) P1_002 (b) P4_002	99
Figura 4.21. Imágenes EL de paneles (a) P5_003 (b) P5_008	100
Figura 4.22. Imagen EL del panel P5_013 que presentaba un punto caliente en termografía	100
Figura 4.23. Imagen EL del panel P6_001 que muestra grietas en las celdas	101
Figura 4.24. Imágenes EL de los paneles (a) P6_004 (b) P6_012	102
Figura 4.25. Imágenes EL de los paneles (a) P6_005 (b) P7_005	103
Figura 4.26. Trazador Solmetric PVA-600 [115]	104
Figura 4.27. Kit inalámbrico Solmetric para medición de temperatura y radiación solar [115]	105



Figura 4.28. Curvas I-V/P-V de paneles con pérdidas por variación de R_{serie} (a) panel p5_001 (b) panel p8_001	107
Figura 4.29. Curvas I-V/P-V de paneles con pérdidas por PID o por baja eficiencia (a) panel p5_003 (b) panel p7_005.....	108
Figura 4.30. Curva I-V/P-V del panel P6_001 con celdas agrietadas.....	109
Figura 4.31. Curva I-V/P-V del panel P5_013 con un punto caliente	109
Figura 4.32. Detección de deterioro en el panel P5_013 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V	111
Figura 4.33. Detección de deterioro en el panel P6_001 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V	112
Figura 4.34. Detección de deterioro en el panel P5_003 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V	113
Figura 4.35. Detección de deterioro en el panel P7_005 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V	114
Figura 4.36. Topología de trazadores de curvas autónomos [119]	116
Figura 4.37. Topología de detección de fallas con sensores de corriente y tensión [120]	116
Figura 4.38. Impacto en la potencia de paneles con deterioro por grietas (a) Datos medidos de producción a largo plazo para paneles con 1 y 5 celdas agrietadas (b) Eficiencia de potencia de salida para paneles con 1, 2, 3, 4 y 5 celdas agrietadas [123]	117
Figura 4.39. Sistema SolarEdge para monitoreo en tiempo real de deterioro de paneles fotovoltaicos (a) Topología del sistema (b) perfil de tensión para un string que presenta un panel con PID [124].....	118
Figura 4.40. Sistema de registro de tensión, corriente, temperatura y radiación solar instalado en un panel monocristalino	119
Figura 4.41. Comparación de perfiles de tensión y corriente entre un panel con punto caliente y un panel sin deterioro (a) perfil de tensión sin deterioro (b) perfil de tensión con un punto caliente (c) perfil de corriente sin deterioro (d) perfil de tensión con un punto caliente (e) comparación de tensión media (f) comparación de corriente media.....	122
Figura 4.42. Curvas I-V y M_{pp} a diferentes niveles de radiación para un panel Atersa A-250M	122
Figura 4.43. Relación entre radiación, corriente y tensión medidas con el prototipo (a) Radiación-Corriente panel sin falla (b) Radiación-Corriente panel con punto caliente (c) Radiación-Tensión panel sin falla (d) Radiación-Tensión panel con punto caliente.....	124
Figura 4.44. Relación entre tensión y corriente medidas con el prototipo (a) panel sin falla (b) panel con punto caliente.....	125
Figura 4.45. Comparación de las mediciones de radiación entre el piranómetro de la Universidad de Cuenca y el piranómetro utilizado en el prototipo de registro.	126



Figura 4.46. Calibración de sensores de radiación (a) Datalogguer de la Universidad de Cuenca (b) Datalogger Vaisala y prototipo de registro (c) sensores de radiación solar	128
Figura 4.47. Comparación de la radiación medida por los piranómetros bajo estudio	129
Figura 5.1. Ejemplos de venta de paneles fotovoltaicos usados en la plataforma ebay (a) 0.2USD/W (b) 0.15USD/W (c) 0.20USD/W	135
Figura 5.2. Costo promedio de paneles fotovoltaicos y porcentaje de mercado chino [140]	136
Figura 5.3. Comparación de la potencia medida, esperada y degradada para los paneles monocristalinos de la Universidad de Cuenca	142
Figura 5.4. Porcentaje de materiales que componen un panel fotovoltaico (a) de tipo silicio (b) de tipo película delgada [146]	143
Figura 5.5. Datos de irradiación solar difusa, directa y global para el laboratorio de la Universidad de Cuenca [149]	144



Índice de tablas

Tabla 1.1 Eficiencia y desempeño de tecnologías comerciales de celdas fotovoltaicas [6]	20
Tabla 2.1. Rendimiento de módulos luego de 16 años de funcionamiento [33]	43
Tabla 3.1. Errores en módulos fotovoltaicos que pueden ser detectados por una cámara térmica [88].....	73
Tabla 4.1. Características y precios de cámaras térmicas infrarrojas utilizadas en análisis térmico de paneles fotovoltaicos	81
Tabla 4.2. Características y precios de cámaras térmicas infrarrojos de bajo costo	81
Tabla 4.3. Metadatos de imágenes tomadas con una cámara FLIR One Pro.	83
Tabla 4.4. Resultados de comparación entre cámaras térmicas de bajo costo	92
Tabla 4.5. Características principales de la cámara Canon EOS Rebe XS utilizada para electroluminiscencia [112]	94
Tabla 4.6. Características principales de la prueba de electroluminiscencia	97
Tabla 4.7. Características técnicas del trazador Solmetric PVA-600 [115]	104
Tabla 4.8. Características técnicas del kit inalámbrico de radiación y temperatura Solmetric [115]	105
Tabla 4.9. Características del sistema prototipo de registro de tensión, corriente, temperatura y radiación.....	120
Tabla 5.1. Proyectos fotovoltaicos más importantes del Ecuador [132][133]	130
Tabla 5.2. Pérdida de potencia por modo de deterioro	132
Tabla 5.3. Modo de deterioro, severidad y número de celdas comprometidas en los paneles de la Universidad de Cuenca.....	133
Tabla 5.4. Tiempos y costo de ejecución de técnicas de detección de degradación por panel	138
Tabla 5.5. Porcentaje de deterioro determinado para paneles de la Universidad de Cuenca.....	140
Tabla 5.6. Valores de potencia y eficiencia de los strings de la Universidad de Cuenca considerando deterioro.....	141
Tabla 5.7. Costo de un panel fotovoltaico por reciclaje de sus componentes	143
Tabla 5.8. Potencia y energía generada por paneles Atersa A-250P sin degradación en función de la irradiación global del sitio, y el área y eficiencia del módulo.....	145



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Miguel Alberto Dávila Sacoto en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio de técnicas invasivas y no invasivas para evaluar el deterioro de paneles solares fotovoltaicos", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 03 de marzo de 2020

Miguel Alberto Dávila Sacoto

C.I: 0104947692



Cláusula de Propiedad Intelectual

Miguel Alberto Dávila Sacoto, autor del trabajo de titulación "Estudio de técnicas invasivas y no invasivas para evaluar el deterioro de paneles solares fotovoltaicos", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

Cuenca, 03 de marzo de 2020

Miguel Alberto Dávila Sacoto

C.I: 0104947692



Introducción

La importancia del Sol puede ser rastreada hasta los inicios de la historia de la humanidad, donde encontramos referencias de varias culturas (Incas, Aztecas, Mayas, etc.) que adoraban al Astro Rey y lo representaban como un dios creador. El aprovechamiento de la energía solar también puede enmarcarse en esta historia, pues se puede considerar a la agricultura como el primer uso que se da a la energía proveniente de los rayos del Sol para germinar semillas y cultivar alimentos. En el antiguo Egipto con la adoración al dios Ra, y en los pueblos antiguos de Inglaterra con Stonehenge observamos los primeros vestigios de la adoración al Sol como una entidad proveedora de “energía” espiritual y sanadora. Al presente la reverencia al Sol ha cambiado por su importancia como fuente de energía la cual puede ser aprovechada para generar calor y electricidad, siendo este una de las alternativas más apropiadas para sustituir a los combustibles fósiles.

Las aplicaciones actuales encajan en el aprovechamiento de la energía solar para el calentamiento de agua con fines sanitarios, industriales, y su utilización en centrales solares para generación de energía eléctrica. Estas últimas han presentado un interés importante a nivel mundial para la generación eléctrica a pequeña y mediana escala, por lo que su estudio es necesario para alcanzar los factores de planta más alto y evitar la salida de operación de las centrales por motivos de mantenimiento y fallas en los equipos que las conforman. Los fallos que pueden tener las centrales fotovoltaicas pueden ser por un mantenimiento inadecuado o deficiente, conexiones eléctricas, elementos de potencia y por deterioro de los paneles fotovoltaicos. Este último es muy analizado por investigadores actualmente, centrando los estudios en las curvas corriente-voltaje o corriente-potencia, electroluminiscencia para encontrar microgrietas en las celdas solares y termografía para encontrar puntos calientes en los paneles.

En los últimos años, en el Ecuador se han empezado a instalar centrales solares fotovoltaicas con objetivo de generación eléctrica para sectores de difícil acceso para la red convencional y pequeñas centrales para investigación con miras a la conexión al sistema de distribución. Estas centrales son relativamente nuevas y se encuentran funcionando, sin embargo, al largo plazo requerirán un mantenimiento exhaustivo y un análisis de deterioro de los paneles para evitar la disminución de la potencia entregada al sistema.

Capítulo 1. Energía Solar Fotovoltaica

La atmósfera terrestre recibe energía solar a una tasa de 5.445×10^{24} J o 1.5125×10^{18} kWh/año [1], por lo que si consideramos que el consumo de energía eléctrica mundial del año 2018 fue de 23000TWh (2.3×10^{13} kWh) [2], toda la demanda podría ser satisfecha si se aprovechara la energía proveniente del Sol en su totalidad.

La energía solar fotovoltaica (PV) es el tipo de energía que como su nombre lo indica puede ser obtenida mediante el aprovechamiento de los rayos solares con la conversión a energía eléctrica utilizando celdas fotovoltaicas, o a energía térmica utilizando celdas solares.

1.1. El efecto fotoeléctrico y la celda fotovoltaica

Cuando la luz entra en contacto con un metal, los electrones de este son expulsados en un fenómeno conocido como el efecto fotoeléctrico o fotoemisión (Figura 1.1). En el caso en que la luz entre en contacto con un elemento semiconductor con uniones tipo N y tipo P, el flujo de electrones liberados genera una corriente eléctrica, el cual es el principio de funcionamiento de una celda fotovoltaica.

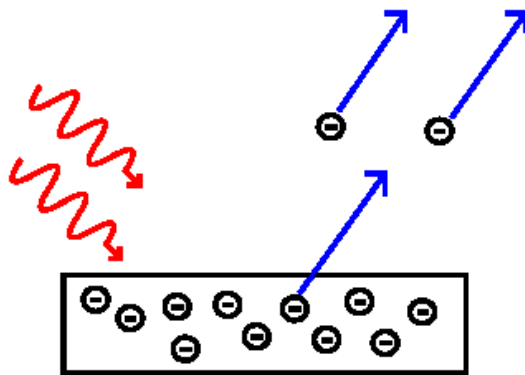


Figura 1.1 Efecto fotoeléctrico [3]

Una celda fotovoltaica es un dispositivo que convierte directamente la energía solar en energía eléctrica aprovechando el efecto fotoeléctrico. Consiste básicamente en un semiconductor con unión P-N (Figura 1.2), donde el flujo de electrones y de agujeros se da debido a la radiación incidente en la unión P. El flujo de electrones crea un campo magnético, y una diferencia de potencial entre los terminales de las uniones.

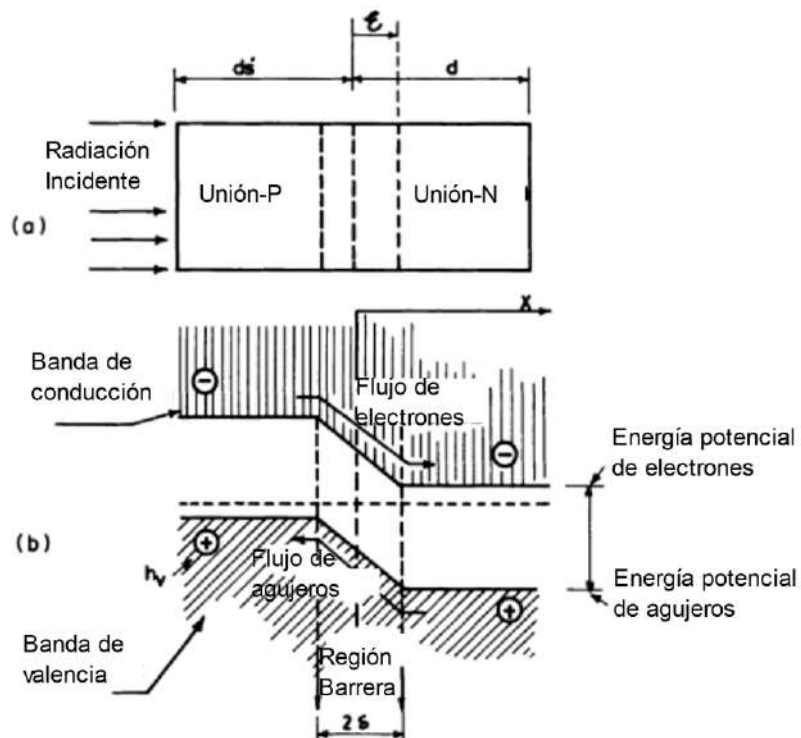


Figura 1.2 Operación de una unión fotovoltaica. (a) Unión P-N (b) Diagrama de energía [1]

1.2. Construcción de celdas fotovoltaicas

Las celdas convencionales de silicio son generalmente construidas de obleas tipo p, con la parte frontal dopada con fósforo, creando una capa tipo n, o con silicio tipo n, con una capa dopada de boro. Esta unión entre superficies crea una región de separación de carga. La superficie de la celda se conoce como emisor, y la parte más gruesa se conoce como base [4]. Las celdas están típicamente equipadas con contactos metálicos que sirven como colectores de corriente, ubicados tanto en la parte frontal como posterior de la celda, los cuales se conocen como “dedos” (fingers en literatura anglosajona) corredores o líneas de rejilla. Las líneas de rejilla se encargan de transportar la corriente que se genera en las uniones n-p hacia la barra o cinta de conexión (Figura 1.3) para su posterior conexión con otras celdas.

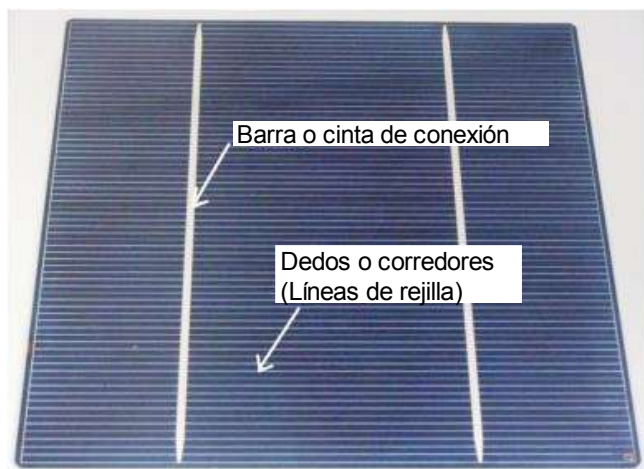


Figura 1.3. Barra de conexión y “dedos” o rejilla de una celda fotovoltaica [5]

1.3. Tipos de celdas fotovoltaicas

Las celdas fotovoltaicas pueden ser construidas utilizando materiales como arsénico, fósforo y boro como materiales P-N según cada fabricante. Se tienen los siguientes tipos principales de tecnologías de construcción:

- basadas en una oblea de silicio c-Si
- basadas en películas delgadas de silicio (thin film o TF) tipo amorfo (a-Si/c-Si), micromorfo multi unión (c-Si), cadmio-teluro (CdTe) y cobre-indio-galio-selenio-sulfato CI(G)S
- celdas de concentración (CPV)
- celdas orgánicas

Las diferencias entre los diferentes tipos de celdas y sus tecnologías se basan principalmente en la eficiencia de conversión de energía solar en energía eléctrica (Tabla 1.1).

Las celdas comerciales más utilizadas son las de oblea y película delgada de silicio. Hasta el año 2017 se ha observado un crecimiento en la utilización de paneles policristalinos a nivel mundial con alrededor del 60% de producción (Figura 1.5), siendo este el de mayor uso en las aplicaciones de generación de energía eléctrica.



Tabla 1.1 Eficiencia y desempeño de tecnologías comerciales de celdas fotovoltaicas [6]

Tipo de tecnología	Eficiencia de celda (%)	Eficiencia de módulo (%)	Área/kW (m ² /kW)	Tiempo de vida (años)
c-Si				
Monocristalino	16-22	13-19	7	30
Policristalino	14-18	11-15	8	30
TF				
a-Si	4-8		15	25
a-Si/c-Si	7-9		12	25
CdTe	10-11		10	25
CI (G)S	7-12		10	25
Orgánica	2-4		10	n/a
CPV	n/a	20-25	n/a	n/a

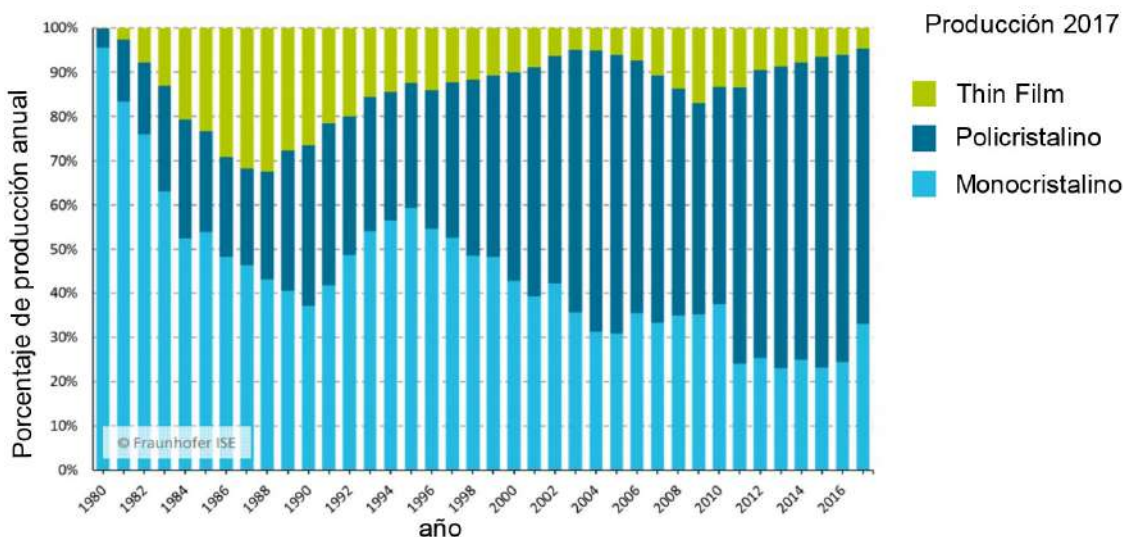


Figura 1.4. Porcentaje de producción anual según tecnologías de celdas fotovoltaicas [7]

1.3.1. Celdas basadas en obleas de silicio

Las celdas basadas en obleas de silicio son celdas que alcanzan una eficiencia aproximada de 20%. Su construcción es de gran calidad, alcanzando tiempos de vida de 25 años. Pueden ser de tipo monocristalino, policristalino (o multicristalino), tipo cinta (ribbon), cinta de crecimiento de sustrato RGS (Ribbon Growth Substrate) y de

crecimiento alimentado por película definida por borde EFG (Edge-defined Film-fed Growth). Las más utilizadas son las tipo monocristalino y policristalino (Figura 1.5).

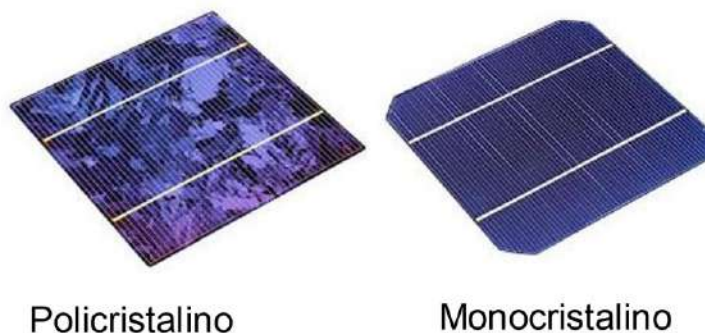


Figura 1.5. Celda policristalina y monocristalina [8]

Las celdas policristalinas tienen coeficientes de temperatura menores a las monocristalinas, por lo que sus características varían de menor manera ante temperaturas elevadas y son más económicas que las monocristalinas. Por otro lado, las monocristalinas son normalmente más eficientes en cuestión de tamaño, por lo que se necesita cubrir menos área de monocristalinos para generar la misma cantidad de energía eléctrica que un policristalino.

1.3.2. Celdas basadas en película delgada de silicio

Las celdas basadas en películas delgadas de silicio o de silicio amorfo son celdas que alcanzan una eficiencia entre 6% y 12%. Fueron las primeras celdas utilizadas comercialmente, normalmente encontradas en electrónica de consumo (calculadoras, relojes, etc.). Sin embargo, su costo es inferior a las celdas producidas mediante obleas de silicio, por lo que han presentado un aumento en su utilización en pequeños sistemas fotovoltaicos, soluciones portables y artefactos electrónicos (Figura 1.6).



Figura 1.6. Celdas de silicio amorfo [9]

1.4. Construcción de paneles fotovoltaicos

El voltaje de una celda fotovoltaica se encuentra alrededor de 0.5V a 0.6V de corriente continua, por lo que su utilización aislada tiene sus limitaciones. Para utilizar las celdas en sistemas más grandes, se las agrupa en conexiones serie y paralelo en paneles, y estos se conectan en serie (string) y paralelo para conformar un arreglo de paneles (Figura 1.7).

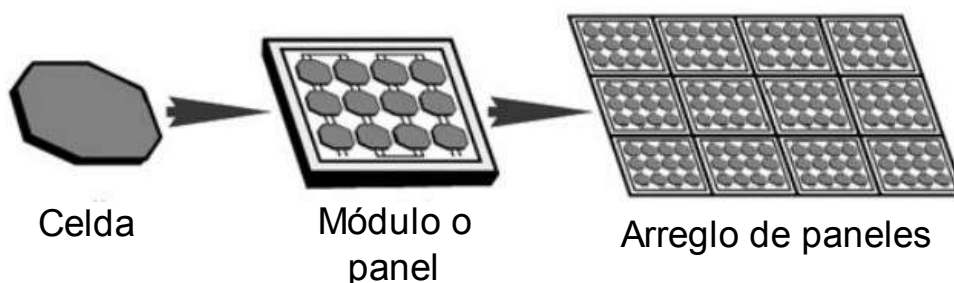


Figura 1.7. Relación entre celdas solares, módulo o paneles y arreglos de paneles [6]

La conexión de las celdas se realiza utilizando tiras de cobre para elevar tanto el voltaje como la corriente del panel en combinaciones de series y paralelos (Figura 1.8).

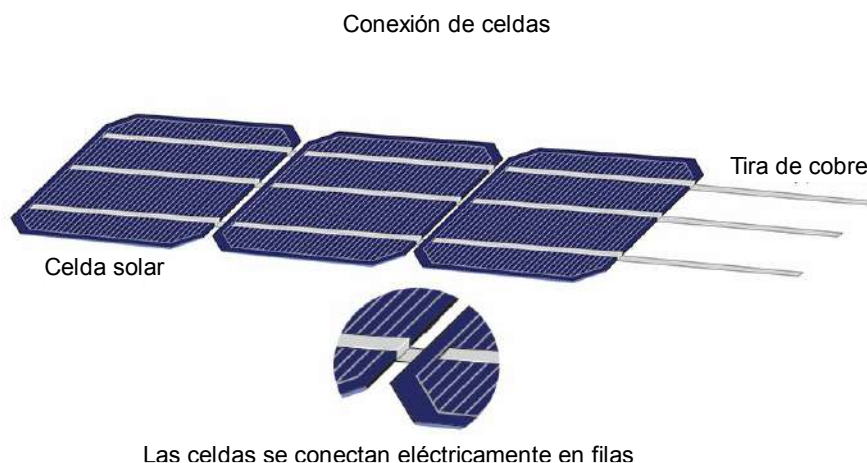


Figura 1.8. Conexión de celdas dentro de un panel [10]

Debido a que las celdas son elementos frágiles y las conexiones de cobre tienen un riesgo de corrosión si estuvieran expuestas al medio ambiente y de golpes en el momento de transporte e instalación, los paneles se construyen utilizando capas plásticas o de vidrio que actúan como protección (Figura 1.9).

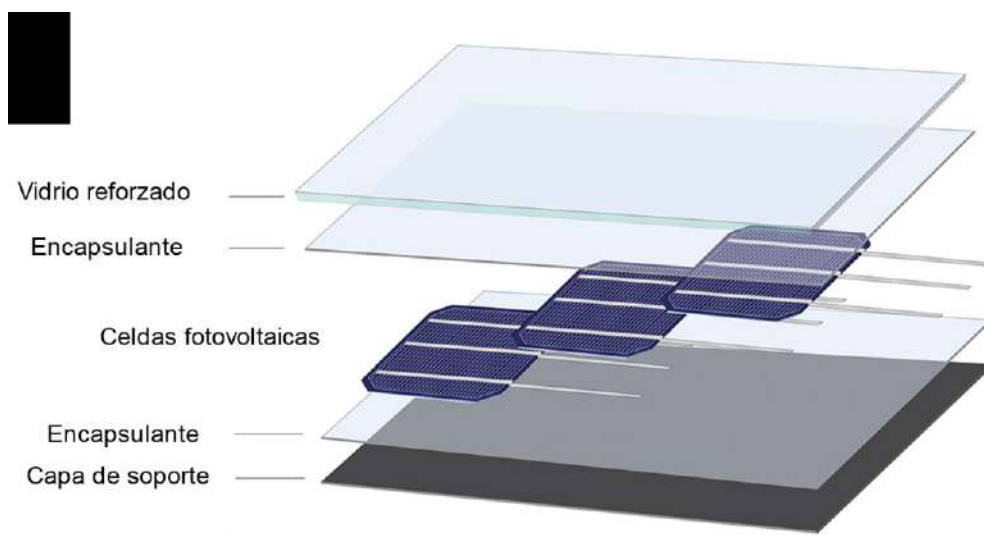


Figura 1.9. Capas de protección en un panel fotovoltaico [10].

Las celdas son conectadas en serie dentro de los paneles para alcanzar voltajes utilizables en las instalaciones fotovoltaicas (Figura 1.9). Entre cada rama serie se conecta un diodo de derivación (bypass) con el objetivo de tener un paso alternativo de

la corriente en el caso de pérdidas de potencia o fallas en una celda, evitando que todo el panel se vea comprometido por una falla puntual.

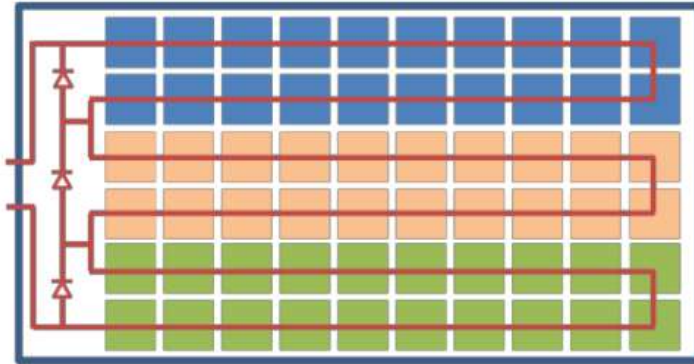


Figura 1.9. Interconexión de un panel de 60 celdas [11].

De igual manera, cuando se realiza una conexión de varios paneles en serie en una instalación fotovoltaica, los diodos de bypass internos de cada panel, cumplen el objetivo de direccionar la corriente en el caso de que un panel presente una falla o se presenten desajustes en la potencia generada por cada panel ante condiciones de radiación irregular (Figura 1.10).

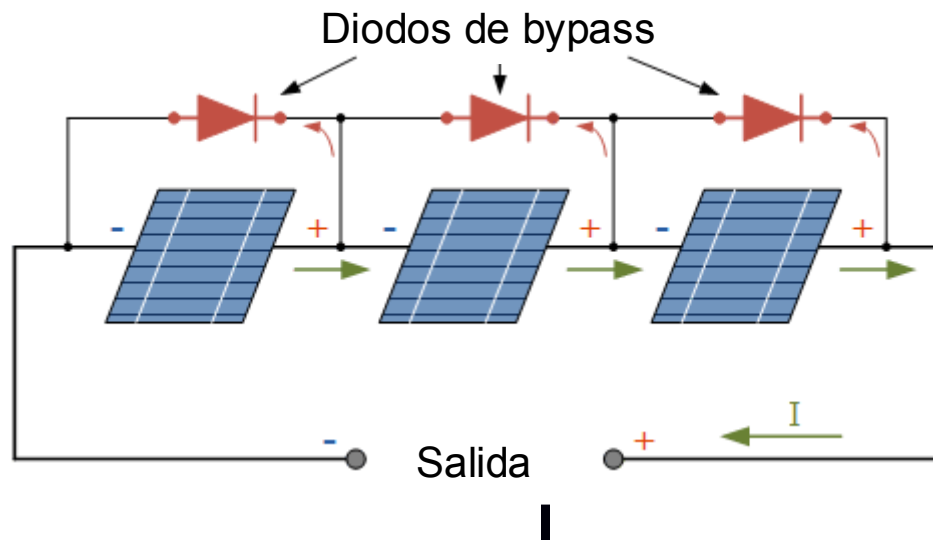


Figura 1.10. Paneles en serie (string) con diodos de bypass [12]

1.5. Modelo matemático de una celda fotovoltaica

Un módulo o celda fotovoltaica puede ser modelado mediante sus características eléctricas como cualquier generador eléctrico, considerando que este modelo debe predecir la salida eléctrica de la celda ante diferentes tipos de condiciones de funcionamiento. El modelo comúnmente utilizado es el que representa a la celda como un diodo en paralelo con una fuente de corriente dependiente de la radiación solar [13] como se muestra en la Figura 1.11. Donde la corriente que entrega el generador fotovoltaico I_L es proporcional a la radiación solar menos las corrientes que circulan por el diodo I_D y la resistencia en paralelo R_{SH} .

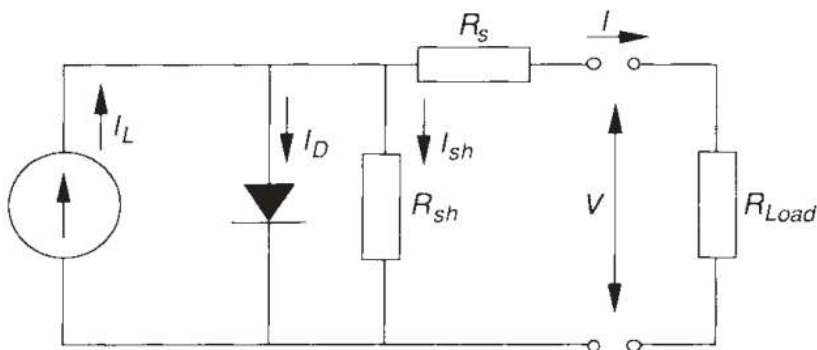


Figura 1.11. Modelo equivalente de un generador fotovoltaico [13]

El circuito equivalente mostrado puede ser utilizado como una celda individual, un módulo con varias celdas, o un arreglo de varios módulos. Este modelo se conoce como “Modelo de un diodo” o “Modelo de 5 parámetros”, así considerando temperatura y radiación constante, la característica I-V del modelo está expresada por las ecuaciones 1 y 2:

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{SH}} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$a = \frac{nN_s kT}{q} \quad (\text{Eq. 2})$$

Donde:

I =corriente entregada por el generador fotovoltaico

I_L = corriente inducida por la radiación solar

I_D =corriente del diodo

I_{SH} =corriente que circula por la resistencia en paralelo

I_0 =corriente de saturación inversa del diodo

V =tensión en terminales del generador fotovoltaico



R_S = resistencia serie

R_{SH} = resistencia en paralelo

a =factor de idealidad modificado

k = constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} [J/K])

T = temperatura de la celda en grados Kelvin

N_S =número de celdas conectadas en serie

q =carga del electrón (1.602×10^{-19} [C])

n =factor de idealidad del diodo (1 para diodos ideales y 2 para reales)

Como se puede observar, las ecuaciones del modelo no permiten calcular de manera directa la tensión en terminales del generador fotovoltaico, por lo que en [14] se propone un modelo simplificado que entrega una buena aproximación, pero requiere el uso de valores negativos para la resistencia serie, como se muestra en las ecuaciones 3,4 y 5.

$$I = I_L - I_D - I_{SH} = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] \quad (\text{Eq. 3})$$

$$a = \frac{nN_S kT}{q} \quad (\text{Eq. 4})$$

$$V = a \cdot \ln \left(\frac{I_L - I - I_o}{I_o} \right) - IR_s \quad (\text{Eq. 5})$$

1.6. Características de paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico puede ser descrito mediante las siguientes características:

- Características eléctricas
- Características térmicas
- Características físicas

Cada una de estas características definen los parámetros de funcionamiento de un panel fotovoltaico, y están expresadas en condiciones estándar de funcionamiento o STC (Standard Test Conditions), específicamente a 1 kW/m^2 de radiación, 25°C de temperatura del panel y 1.5 atmósferas de presión.

1.6.1. Características eléctricas y curvas I-V o P-V

La manera más conocida de caracterizar una celda o panel fotovoltaico es obtener su curva de respuesta ante incrementos de voltaje, corriente y potencia. Estas respuestas del dispositivo se conocen como la curva I-V (corriente-voltaje) y curva P-V (Potencia-

Voltaje) como se muestra en la Figura 1.12. Estas curvas características entregan información importante sobre el estado de la celda o panel bajo análisis y dependen directamente de la temperatura y radiación que recibe el panel o celda.

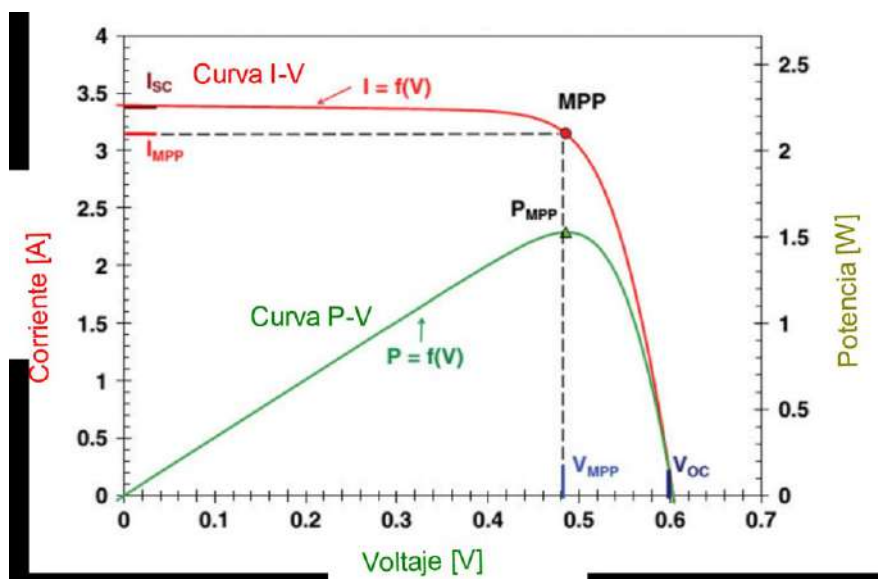


Figura 1.12. Características I-V y P-V de una celda solar [15]

La eficiencia de la celda o del panel en STC está dada por la ecuación 6:

$$\eta_{STC} = \frac{I_{MPP,STC} \cdot V_{MPP,STC}}{G_{STC} \cdot A_m} \quad (\text{Eq.6})$$

Donde:

G_{STC} =radiación en la superficie del módulo (1kW/m^2)

A_m =área del módulo o celda

De esta manera, un panel fotovoltaico está caracterizado por los siguientes parámetros eléctricos (Figura 1.12):

- **Potencia Nominal.** - Potencia máxima de generación en STC
- **Eficiencia del módulo.** - Eficiencia máxima de conversión de energía solar a energía eléctrica en STC
- **Punto de máxima potencia (MPP).** - Punto de la curva I-V coincidente con el máximo de la curva P-V. Constituye el punto de máxima entrega de potencia del panel para un voltaje y corriente determinado.
- **Potencia del punto de máxima potencia (P_{MPP}).** - potencia máxima de la curva P-V

- **Corriente del punto de máxima potencia (I_{MPP}).** - corriente del módulo coincidente con el punto de máxima potencia
- **Tensión del punto de máxima potencia (V_{MPP}).** - tensión del módulo coincidente con el punto de máxima potencia
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}).** - Corriente correspondiente a un cortocircuito en los terminales de la celda o panel fotovoltaico
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}).** - tensión correspondiente a un circuito abierto en los terminales de la celda o panel fotovoltaico

Otros parámetros eléctricos de paneles fotovoltaicos son:

- **Máxima tensión del sistema.** - tensión máxima de un conjunto de paneles en serie. Valores comunes son 600Vdc o 1000Vdc. Además, en los últimos años se han producido sistemas con una tensión máxima de 1500Vdc, con el objetivo de disminuir las pérdidas por efecto Joule [16]. Se debe considerar que una mayor tensión del sistema puede tener efectos adversos como la degradación por PID [17].
- **Máxima corriente Inversa (I_R).** - corriente máxima de polarización inversa de un panel fotovoltaico. Este valor es utilizado para pruebas de electroluminiscencia.

Las curvas I-V de varias celdas en un panel, o de varios paneles en un arreglo se suman entre sí, acumulando sus características en una sola gráfica. En la Figura 1.13 se observa que el MPP puede ser de mayor corriente o tensión en función de si las celdas o módulos están en paralelo o serie respectivamente.

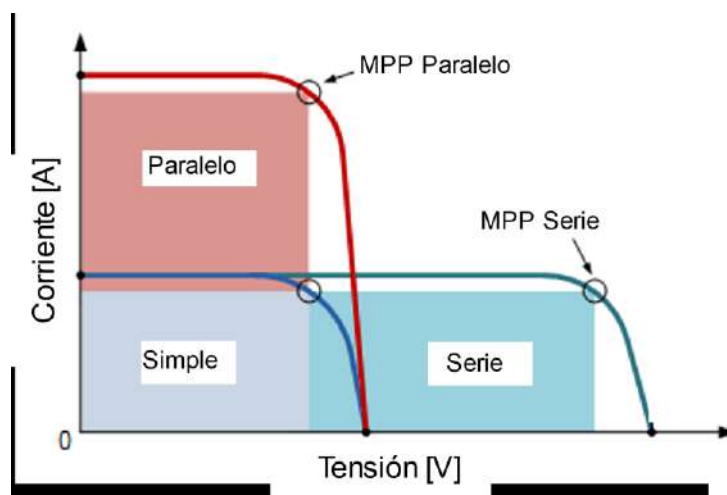


Figura 1.13. Efecto de adición de curvas I-V de celdas o paneles en serie y paralelo

La I_{SC} de la celda fotovoltaica depende de la radiación a la cual está expuesta, lo cual hace que los paneles generen corrientes inferiores o superiores a las dadas en STC en función de la radiación solar. En la Figura 1.14 se muestra la curva I-V de un panel fotovoltaico a temperatura constante y radiación variable. Se observa que la variación de la corriente (ΔI) es dependiente de la radiación, mientras que el voltaje (V_{OC}) se mantiene constante para todos los casos.

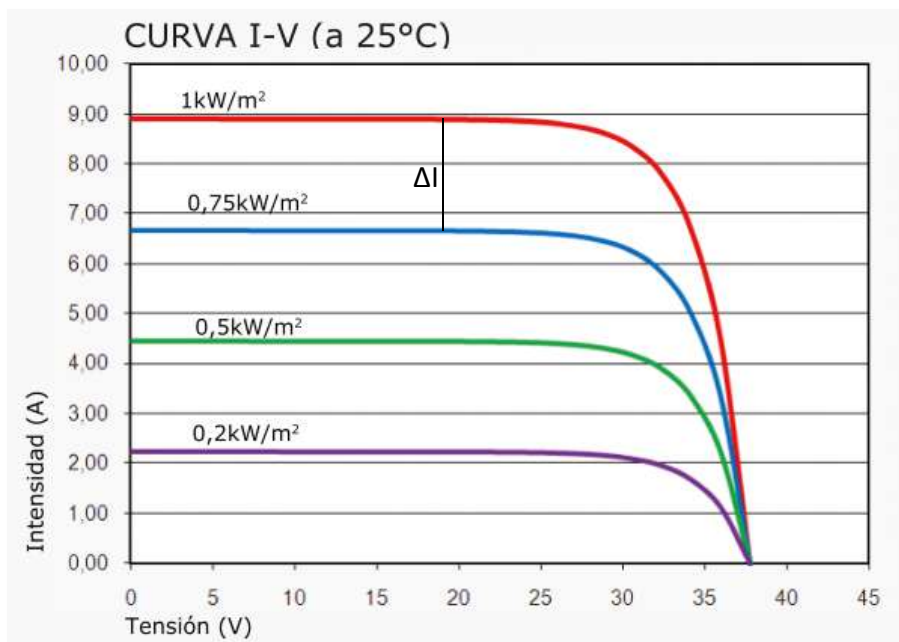


Figura 1.14. Curva I-V a diferentes niveles de radiación solar de un panel marca Atersa modelo A-255M [18]

La resistencia serie y paralelo del modelo de un diodo pueden ser obtenidas de la curva I-V medida de un generador fotovoltaico. En la Figura 1.15 se muestra una ilustración para obtener los valores para las ecuaciones 7 y 8.

$$R_{sh} = -\frac{\Delta V_{sc}}{\Delta I_{sc}} \quad (\text{Eq.7})$$

$$R_s = -\frac{\Delta V_{oc}}{\Delta I_{oc}} \quad (\text{Eq.8})$$

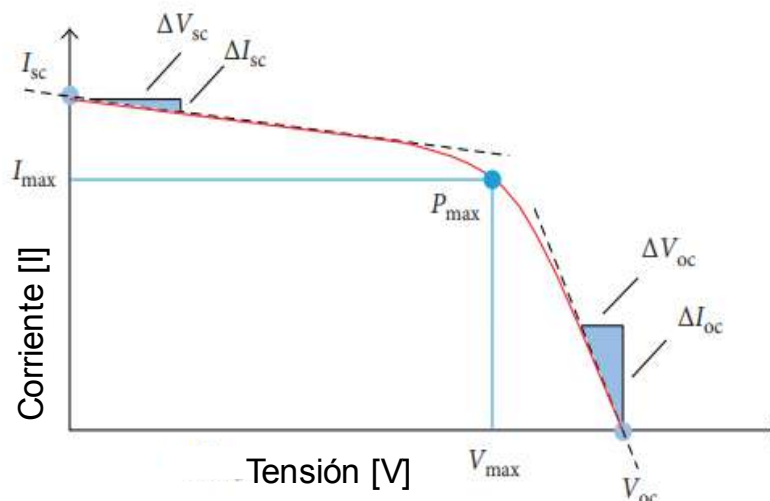


Figura 1.15. Obtención de las resistencias serie y paralelo del modelo de un diodo desde una curva I-V [19]

1.6.2. Características térmicas

La celda o panel fotovoltaico tienen parámetros térmicos que indican el aumento o disminución de sus características eléctricas en función de la temperatura del panel. Los parámetros normalmente entregados por los fabricantes son:

- **Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α).** - Porcentaje de cambio de la corriente de cortocircuito ante un cambio de temperatura de la celda o panel. Se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ o $\%/K$.
- **Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β).** - Porcentaje de cambio de la tensión de circuito abierto ante un cambio de temperatura de la celda o panel. Se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ o $\%/K$.
- **Coeficiente de temperatura de P (γ).** - Porcentaje de cambio de la potencia que entrega la celda o el panel ante un cambio de temperatura. Se expresa en $\%/^{\circ}\text{C}$ o $\%/K$.
- **Rango de temperatura de funcionamiento.** - Rango de temperatura que asegura el funcionamiento óptimo del panel fotovoltaico.

El voltaje (V_{oc}) de la celda fotovoltaica tiene una relación importante con la temperatura del panel, lo cual hace que los paneles fotovoltaicos generen tensiones inferiores a las dadas en STC en función de la temperatura a la que se encuentran en una instalación específica. En la Figura 1.16 se muestra la curva I-V de un panel fotovoltaico a radiación constante y temperatura variable. Se observa que la variación de corriente ΔI es

significativamente menor que la variación de tensión ΔV para cambios a diferentes temperaturas.

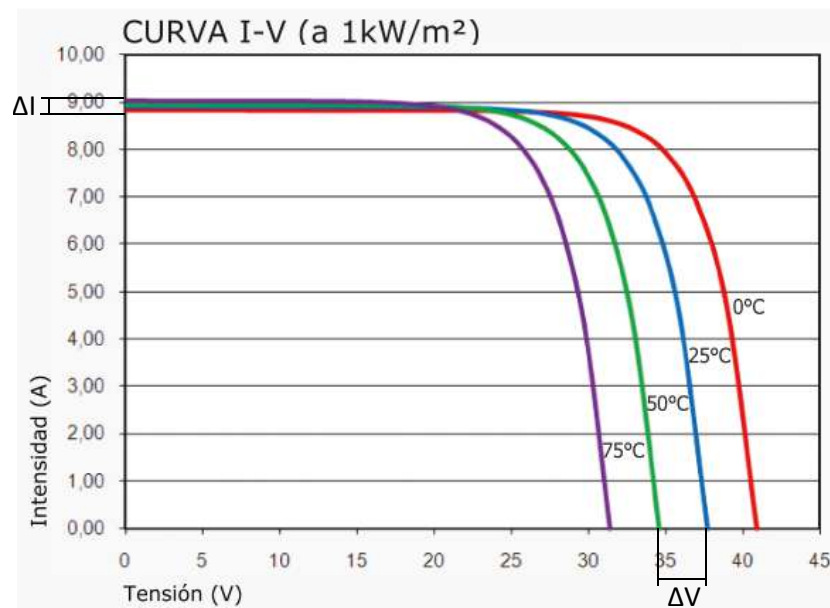


Figura 1.16. Curva I-V a diferentes temperaturas de un panel marca Atersa modelo A-255M [18]

1.6.3. Características físicas

Otras características importantes de los paneles fotovoltaicos son sus parámetros físicos, los cuales sirven para el dimensionamiento de las estructuras de soporte y para los cálculos de eficiencia. Entre las principales se tienen:

- **Dimensiones.** - alto, ancho y profundidad del panel
- **Peso.** - peso del panel, el cual sirve para el cálculo de la estructura de soporte
- **Área del panel.** - área que cubre el panel fotovoltaico, la cual sirve para el cálculo de eficiencia del panel.
- **Tipo y tamaño de celda.** - define el tipo de celda (monocristalina, policristalina o de silicón amorfo) y su tamaño.
- **Número de celdas en serie.** - cantidad de celdas conectadas en serie dentro del panel fotovoltaico
- **Tipo de vidrio de protección y marco.** - material y tipo de cristal utilizado en la construcción del panel.
- **Tipo de caja de conexiones.** - especificación eléctrica y de grado de protección IP de la caja de conexiones del panel fotovoltaico.

- **Tipo de cables y conectores.** - especificación eléctrica (calibre del cable) y del tipo de conectores (MC-4 o MC-3) utilizados en el panel fotovoltaico

1.7. Corrección de características eléctricas y térmicas a STC

Debido a la dependencia de la corriente ante la radiación solar y del voltaje ante la variación de temperatura, para poder realizar comparaciones entre mediciones tomadas en diferentes escenarios es necesario extrapolar la curva I-V obtenida a una curva a STC (Figura 1.17). Para realizar este proceso existen dos modelos ampliamente utilizados: el modelo Sandia y el modelo IEC 60891.

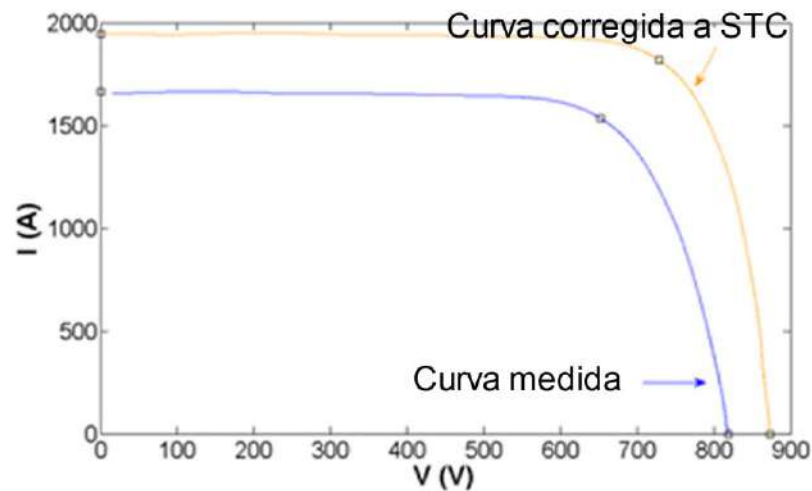


Figura 1.17. Curva I-V medida y corregida a STC de un panel fotovoltaico

1.7.1. Modelo Sandia

El modelo de desempeño de paneles solares conocido como Sandia y desarrollado en [20], establece un proceso de corrección basado en el número de celdas o módulos conectados en serie que define 5 puntos de la curva I-V (Figura 1.18).

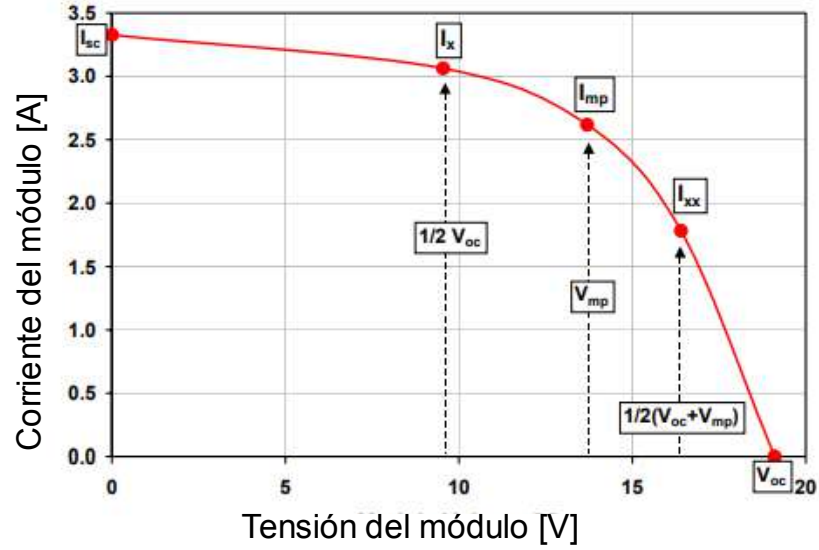


Figura 1.18. Curva I-V obtenida del modelo Sandia [20]

El modelo está dado según las ecuaciones 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16:

$$I_{SCO} = \frac{I_{SC}}{E_e [1 + \alpha_{I_{SC}} (T_c - T_o)]} \quad (\text{Eq.9})$$

$$I_{mpo} = \frac{I_{mp}}{[1 + \alpha_{I_{mp}} (T_c - T_o)] [C_0 E_e + C_1 E_e^2]} \quad (\text{Eq.10})$$

$$V_{oco} = V_{oc} - M_s N_s \delta(T_c) \ln(E_e) - M_s \beta_{V_{oc}}(E_e) (T_c - T_o) \quad (\text{Eq.11})$$

$$V_{mpo} = V_{mp} - C_2 M_s N_s \delta(T_c) \ln(E_e) - C_3 M_s N_s [\delta(T_c) \ln(E_e)]^2 - M_s \beta_{V_{mp}}(E_e) (T_c - T_o) \quad (\text{Eq.12})$$

$$P_{mpo} = I_{mpo} V_{mpo} \quad (\text{Eq.13})$$

$$FF_o = \frac{P_{mpo}}{I_{SCO} V_{oco}} \quad (\text{Eq.14})$$

$$I_{xo} = \frac{I_x}{[1 + (\alpha_{I_{SC}}) (T_c - T_o)] [C_4 E_e + C_5 E_e^2]} \quad (\text{Eq.15})$$

$$I_{xxo} = \frac{I_{xx}}{[1 + (\alpha_{I_{mp}}) (T_c - T_o)] [C_6 E_e + C_7 E_e^2]} \quad (\text{Eq.16})$$

Donde

I_{SC} = corriente de cortocircuito medida

I_{SCO} = corriente de cortocircuito en STC



I_{mp} = corriente de punto de máxima potencia medida

I_{mpo} = corriente de punto de máxima en STC

V_{oc} = tensión de circuito abierto medida

V_{oco} = tensión de circuito abierto en STC

V_{mp} = tensión de punto de máxima potencia medida

V_{mpo} = tensión de punto de máxima en STC

P_{mp} = potencia de punto de máxima potencia medida

P_{mpo} = potencia de punto de máxima potencia en STC

FF = factor de relleno medido

FF_o = factor de relleno en STC

N_s = número de celdas en serie en un módulo

T_o = temperatura estandar (25°C)

$\delta(T_c)$ = tensión "térmica" por celda a una temperatura T_c , normalmente 26mV por celda

I_x = corriente del módulo en $V=0.5V_{oc}$, medida, define el cuarto punto de la curva I-V

I_{xo} = corriente del módulo en $V=0.5V_{oc}$, en STC, define el cuarto punto de la curva I-V

I_{xx} = corriente del módulo en $V=0.5(V_{oc}+V_{mp})$, medida, define el quinto punto de la curva I-V

I_{xxo} = corriente del módulo en $V=0.5(V_{oc}+V_{mp})$, en STC, define el quinto punto de la curva I-V

M_s = número de módulos conectados en serie

T_c = temperatura de la celda dentro del módulo, en °C dada por la ecuación 17:

$$T_c = T_m + \frac{E}{E_o} \Delta T \quad (\text{Eq.17})$$

T_m = temperatura de la parte posterior del panel en °C

E = radiación solar medida en el módulo [W/m^2]

ΔT = diferencia de temperatura entre la celda y la parte posterior del módulo a 1000 W/m^2 , normalmente 2 o 3°C

E_o = radiación estandar (1000 W/m^2)

E_e = radiación efectiva, determinada por

1.7.2. Normativa sobre procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos (IEC 60891)

La norma internacional IEC 60891 [21] establece tres procedimientos de corrección de la curva I-V. Para lo cual primero se debe calcular la radiación en el caso de no tenerla, según la ecuación 18:

$$G = \frac{1000 \text{ Wm}^{-2} \cdot I_{RC}}{I_{RC,STC}} [1 - \alpha \cdot (T_{RC} - 25^\circ\text{C})] \quad (\text{Eq.18})$$



Donde:

I_{RC} = corriente de cortocircuito medida

$I_{RC, STC}$ = corriente de cortocircuito de placa

α = coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito de placa

T_{RC} = temperatura del panel medida

En el presente trabajo se utiliza el primer y el tercer procedimiento de corrección de la norma IEC 60891 debido a que en estudios anteriores como en [22] indica que estos dos métodos son los que presentan menor desviación porcentual. El primer procedimiento de corrección se basa en la extrapolación de la corriente y la tensión, basados en la radiación y la temperatura, según las ecuaciones 19 y 20:

$$I_2 = I_1 + I_{SC} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha(T_2 - T_1) \quad (\text{Eq.19})$$

$$V_2 = V_1 - R_s(I_2 - I_1) - kI_2(T_2 - T_1) + \beta(T_2 - T_1) \quad (\text{Eq.20})$$

Donde

I_1, V_1 = coordenadas de puntos de la curva medida

I_2, V_2 = coordenadas de puntos de la curva corregida

G_1 =radiación medida

G_2 =radiación estándar (1kW/m²) u otra radiación deseada

T_1 = temperatura medida

T_2 =temperatura estándar (25°C) u otra temperatura deseada

I_{SC} =corriente de cortocircuito medida en G_1 y T_1

α =coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito de placa

β =coeficiente de temperatura del voltaje de circuito abierto de placa

R_s =resistencia serie interna

k = factor de corrección de curva

De este procedimiento los valores de resistencia serie interna y del factor de corrección de la curva tienen una complejidad considerable de cálculo, sin embargo en [23] se encuentran los valores para paneles monocristalinos y policristalinos como $R_s=0.3\Omega$, $k=0.004 \text{ m}\Omega/^{\circ}\text{C}$ y $R_s=0.413\Omega$, $k=0.001 \text{ m}\Omega/^{\circ}\text{C}$ respectivamente.



El tercer procedimiento de corrección se basa en la interpolación lineal o extrapolación de dos curvas I-V medidas, y está dado por las ecuaciones 21 y 22:

$$V_3 = V_1 + a(V_2 - V_1) \quad (\text{Eq.21})$$

$$I_3 = I_1 + a(I_2 - I_1) \quad (\text{Eq.22})$$

Medidos de tal manera que se satisfaga la ecuación 23:

$$I_2 - I_1 = I_{SC2} - I_{SC1} \quad (\text{Eq.23})$$

Donde

I_1, V_1 = coordenadas de puntos de la curva medida a G_1 y T_1

I_2, V_2 = coordenadas de puntos de la curva medida a G_2 y T_2

I_3, V_3 = coordenadas de puntos de la curva corregida a G_3 y T_3

I_{SC1}, I_{SC2} = corrientes de cortocircuito medidas

a = constante para la interpolación, que tiene la siguiente relación dada por las ecuaciones 24 y 25:

$$G_3 = G_1 + a(G_2 - G_1) \quad (\text{Eq.24})$$

$$T_3 = T_1 + a(T_2 - T_1) \quad (\text{Eq.25})$$

1.8. Pérdidas eléctricas en paneles fotovoltaicos: sombreado y depósito de impurezas

Los paneles fotovoltaicos son sistemas que están expuestos a factores ambientales complejos que pueden ocasionar pérdidas eléctricas causadas por interferencias causadas por condiciones de radiación solar y por elementos que evitan que la radiación incida directamente sobre las celdas solares.

El efecto causado por cubrir el panel con un objeto el cual puede ser estructuras cercanas, vegetación, paneles adyacentes o cualquier elemento que interfiera con la incidencia de la radiación solar sobre el panel se conoce como sombreado o “shading”, el cual disminuye la generación de corriente de las celdas comprometidas y por lo tanto de todo el panel (Figura 1.19).

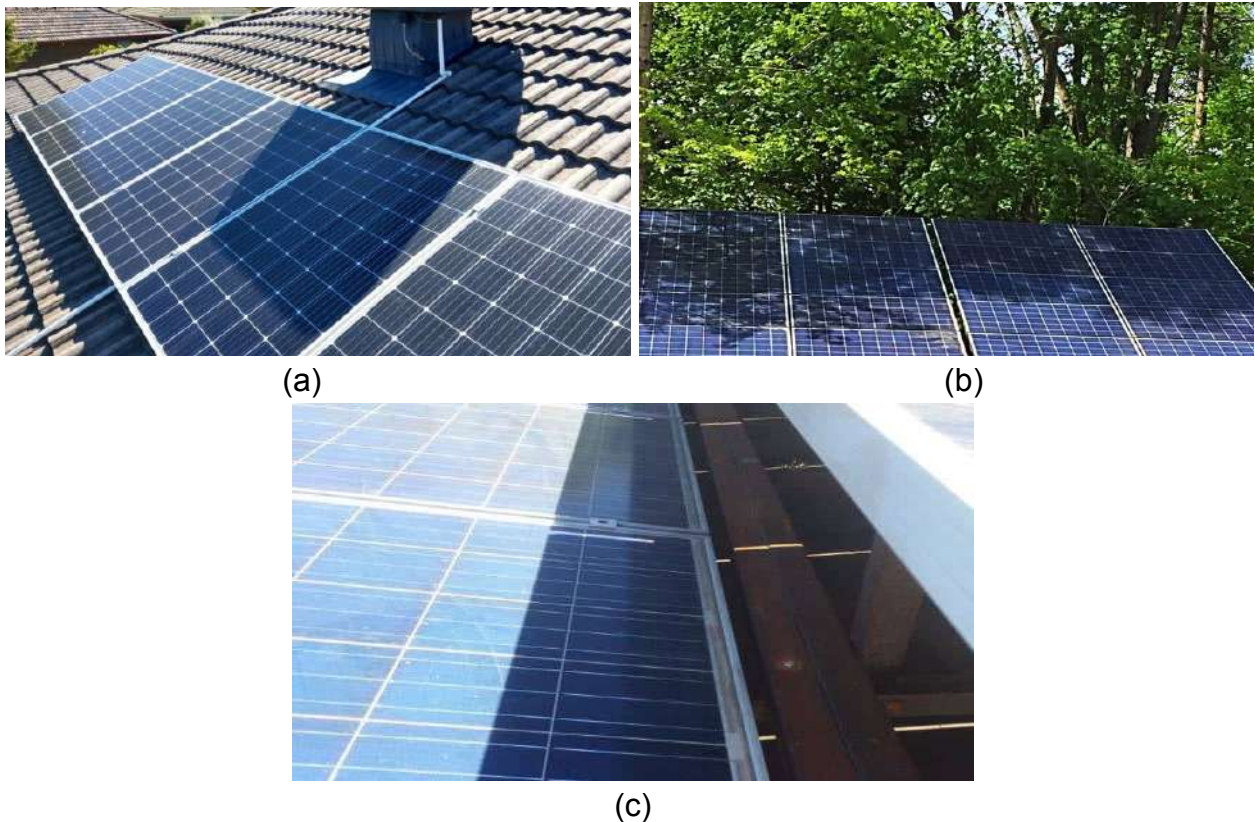


Figura 1.19. Sombreado de celdas fotovoltaicas causado por (a) estructuras cercanas [24] (b) vegetación [25] (c) paneles adyacentes [26]

El sombreado del panel constituye una pérdida de potencia variable, pues depende del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el panel y la fuente de interferencia (objeto adyacente) y pueden representar hasta un 10% de pérdida de potencia durante un año de funcionamiento [11].

Otra fuente de pérdidas en un panel fotovoltaico es el fenómeno conocido como “ensuciamiento” o depósito de partículas de polvo (material particulado inferior a 10 micras o PM10) o impurezas sobre el panel (soiling), lo cual causa que la radiación solar no pueda incidir de manera directa sobre las celdas y por lo tanto una disminución de la potencia total generada (Figura 1.20). También se considera como “soiling” a la acumulación de nieve, tierra, hojas de árboles, polen y excremento de aves en la superficie de los paneles.



Figura 1.20. Comparación entre un panel limpio y otro con depósito de polvo [27]

En [28] se evidencia un estudio realizado en una granja solar en la ciudad de Boston, Massachusetts en una instalación cercana a un área industrial con una carretera de cuatro carriles, donde se obtiene una disminución de 4.7% de la potencia nominal después de tres meses de exposición de los paneles. Como referencia se tiene que la Organización Mundial de la Salud reporta para la ciudad de Boston una concentración media anual de $17\mu\text{g}/\text{m}^3$ de PM10, mientras que para la ciudad de Cuenca, Ecuador la concentración media anual es de $35\mu\text{g}/\text{m}^3$ durante el año 2018 [29].

Tanto el sombreado como el depósito de polvo ocasionan que una celda o un panel disminuyan su producción de energía, lo cual puede observarse en sus curvas I-V y P-V. En la Figura 1.21, se muestran las curvas características para diferentes casos de sombreado. La primera configuración implica el sombreado de 8 paneles en paralelo, y la segunda configuración es de 8 paneles en serie, todos dentro de un arreglo.

Ante este comportamiento se observa que la primera configuración presenta una disminución en el MPP de un 84% en comparación con la curva sin sombreado y la segunda configuración una disminución del 32%. Este efecto se debe a que en la primera configuración en los paneles afectados se reduce la generación el resto de su cadena en serie, afectado de forma parcial a toda la instalación mientras que la segunda configuración afecta únicamente una sola cadena.

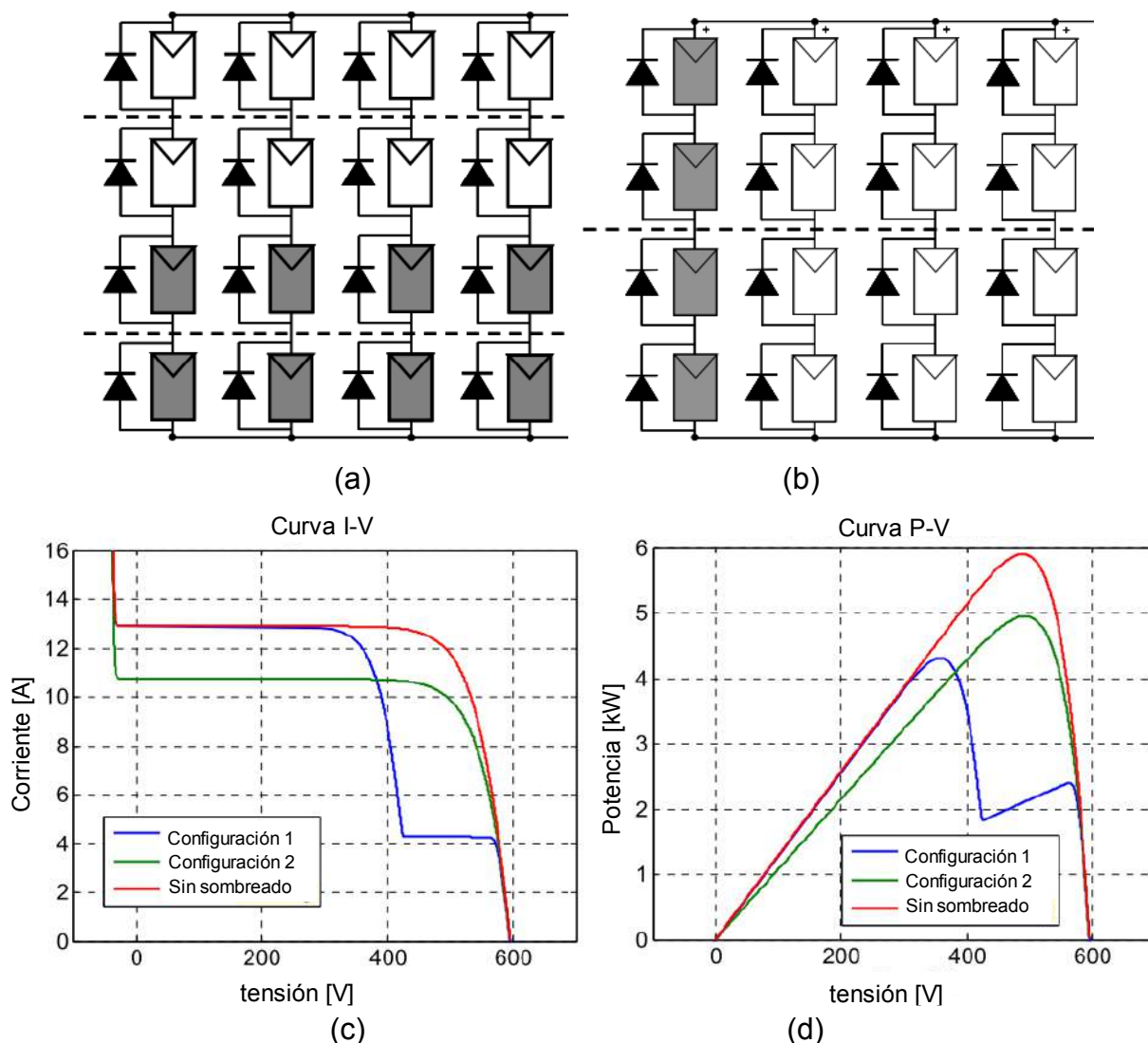


Figura 1.21. Curvas características de sombreado de paneles fotovoltaicos en un arreglo (a) Paneles sombreados en paralelo (b) Paneles sombreados en serie (c) Curva I-V (d) Curva P-V [30]

1.9. Costo de paneles fotovoltaicos

El costo de opciones de energías renovables en general ha experimentado una disminución considerable debido al desarrollo de las tecnologías de fabricación y a la masificación de la entrada en el mercado. Por ejemplo, en la Figura 1.22 se muestra el costo en USD/kW de construcción de centrales solares, eólicas y gas natural. Se observa para el caso de las centrales fotovoltaicas instaladas en Estados Unidos que el costo desde el año 2013 hasta el año 2016 disminuye desde aproximadamente los \$3,700 hasta los \$2,436 con 8GW instalados solo en el año 2016. Si comparamos los costos

con las unidades de gas natural, esta presenta una ventaja económica considerable (\$895/kW), sin embargo, se observa que la tendencia de instalación se mantiene en el periodo de análisis, en cuanto a la eólica se observa que la tendencia de instalación es creciente, pero parece estabilizarse, mientras que para la energía solar fotovoltaica la tendencia de instalación es creciente, duplicando a los años anteriores. De igual manera, la tendencia de los costos por kW muestra que la tendencia de la solar fotovoltaica es decreciente y se podría prever que se mantenga con esta tendencia, lo cual indicaría que en el futuro los costos serían inferiores y llegarían a equipararse o mejorar en comparación con la eólica.

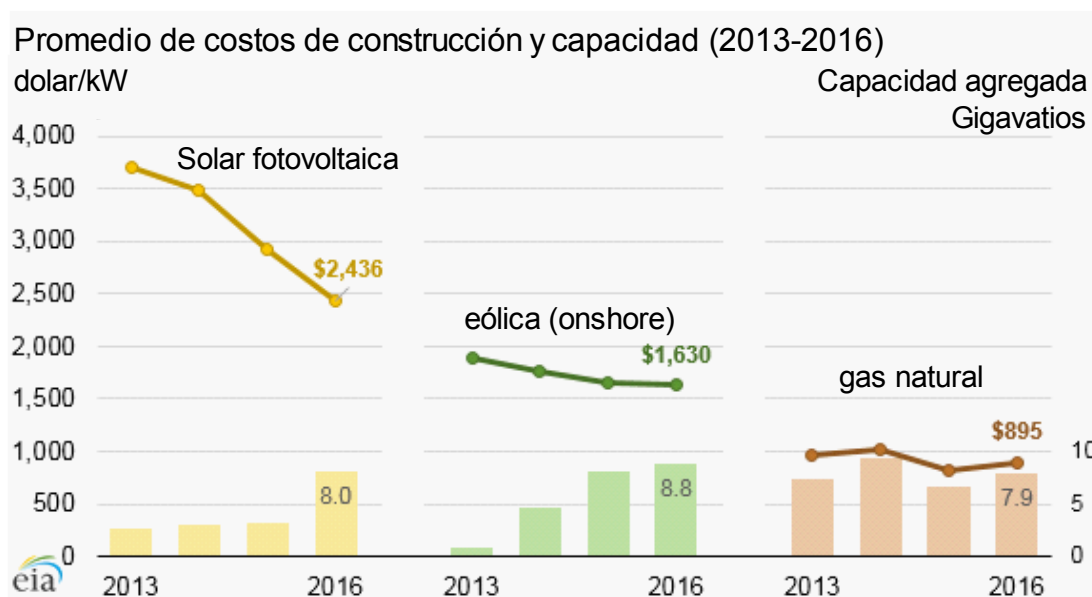


Figura 1.22. Costos por KW de energía solar, eólica y gas natural en Estados Unidos [31]

Capítulo 2. Degradación de paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son elementos físicos que están sujetos a envejecimiento y degradación debido principalmente a su uso en exteriores. La degradación del panel fotovoltaico se centra en la pérdida de su potencia, debida al envejecimiento de sus partes constitutivas y que es conocido y garantizado por los fabricantes. Por ejemplo, en la Figura 2.1, se muestra la garantía que ofrece un fabricante de paneles fotovoltaicos, donde se observa que, durante los primeros años de funcionamiento del panel su potencia en porcentaje empieza en el 97% y disminuye hasta un 90% en el año 10, desde ahí su potencia puede disminuir hasta un 80% en 25 años.



Figura 2.1. Degradación normal de un panel fotovoltaico marca Atersa modelo A-250M [18]

En primera instancia e inmediatamente luego de la instalación de los paneles, durante los primeros días de funcionamiento se tiene una degradación normal del panel conocida como LID (Light Induced Power Degradation) o degradación inducida por la luz, la cual es normalmente corregida en los datos de placa del fabricante y puede estar en el rango de 0.5% a 5%.

Sin embargo, debido a factores externos como polvo, elevada radiación solar, golpes, calidad de los paneles, entre otros, la degradación del panel puede acelerarse y comprometer la potencia nominal, lo cual debe ser considerado cuando se realizan proyecciones de generación y para el mantenimiento de las centrales de generación fotovoltaicas. Entre los principales tipos o modos de degradación observados según [32] se tienen:

2.1. Descoloración del encapsulante

La decoloración del encapsulante EVA (Etileno Vinyl Acetato) de una celda fotovoltaica es un efecto causado por la exposición de la celda a radiación ultravioleta (Figura 2.2). Es un indicador directo de la calidad del encapsulamiento debido a que los materiales de mayor calidad presentan menor decoloración con el paso de los años. La decoloración del encapsulante puede causar la aparición de burbujas de aire en el material y la corrosión de la celda fotovoltaica

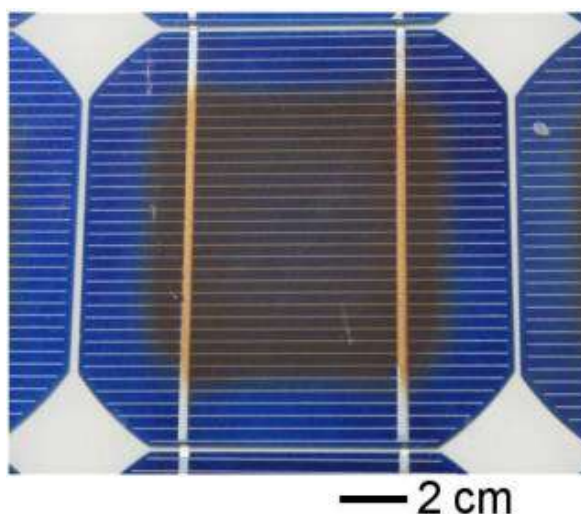


Figura 2.2. Descoloración del encapsulante de una celda solar [33]

En estudios realizados en paneles que han permanecido en funcionamiento durante 16 años [33] se obtiene que la disminución de la corriente máxima de cortocircuito de las celdas fotovoltaicas es altamente dependiente del tipo de encapsulado (Tabla 2.1). Además, se observa que la presencia de Cerio (elemento químico utilizado como protección) en el vidrio puede lograr que el encapsulado dure por varios años, disminuyendo la degradación por año en cuanto a decoloración.

También puede encontrarse decoloración del vidrio de protección, lo cual puede considerarse como sombreado permanente, lo cual conlleva a la disminución de potencia del panel.

Tabla 2.1. Rendimiento de módulos luego de 16 años de funcionamiento [33]

Tipo de EVA	Cerio en el vidrio	ΔI_{sc} (%)	ΔI_{sc} (%/año)	Reporte visual
A9918P	No	-11.3	-0.7	Todas las celdas descoloridas
	Si	-1	-0.06	Poco descoloramiento
15295P	No	-3	-0.019	Descoloramiento como cuadros pequeños en el centro de las celdas
	Si	-0.67	-0.04	Sin descoloramiento visible
Curado rápido	No	0	0	Poco descoloramiento
	Si	0	0	Sin descoloramiento visible
Curado estándar	No	-3	-0.19	Cambio de color (amarillo) de las celdas

En la Figura 2.3, se muestra la curva I-V de un panel Siemens M55 con modos de deterioro tipo sombreado y descoloración. Se observa que para el caso de una celda descolorida tanto la I_{sc} como el V_{oc} disminuyen drásticamente.

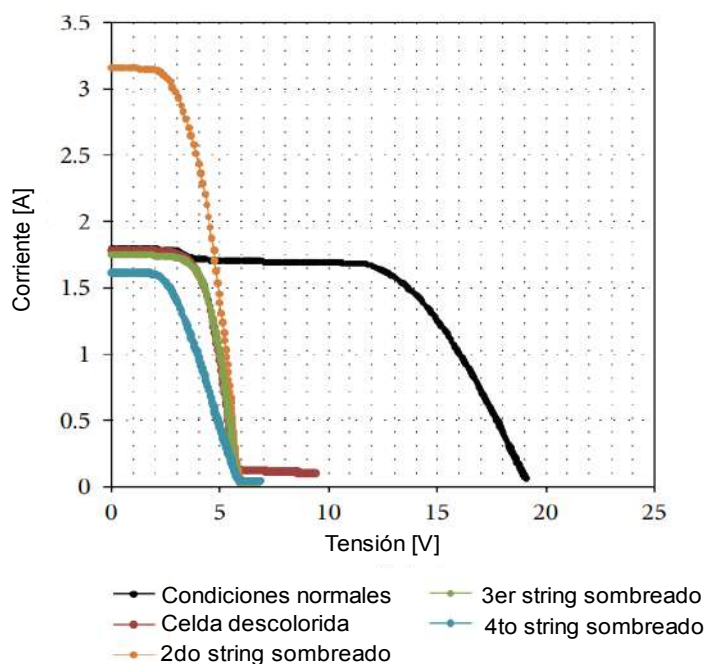


Figura 2.3. Curva I-V de un panel en condiciones normales, con celdas descoloridas y con strings sombreados [34]

2.2. Delaminación

La delaminación consiste en la separación entre el encapsulante y el vidrio frontal de un panel fotovoltaico (Figura 2.4). Puede ser causado por mala calidad de los plásticos

utilizados en el proceso de manufactura y por exceso de calor cuando se tiene un punto caliente.



Figura 2.4. Delaminación de celdas [35]

Uno de los inconvenientes de tener delaminación en un panel fotovoltaico es el riesgo de ingreso de agua e impurezas en las celdas, lo cual puede causar oxidación de los terminales de conexión y desacople óptico disminuyendo la eficiencia de la celda. Según [35] este tipo de degradación puede ocasionar una disminución de la potencia del panel entre un 0.5% y un 1.0%, sin embargo en [36] indica casos en que la delaminación disminuye la potencia de la celda en un 45% cuya curva I-V se muestra en la Figura 2.5, por lo tanto depende del nivel de delaminación de la celda.

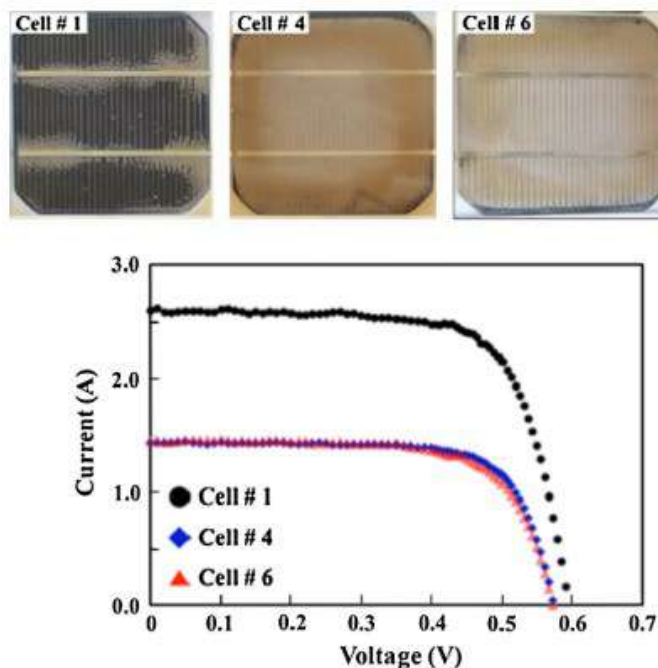


Figura 2.5. Curva I-V de celdas con delaminación y descoloración [36]

2.3. Grietas en celdas fotovoltaicas

Las grietas en celdas fotovoltaicas son un tipo de degradación (Figura 2.6) causada por estrés físico en el panel, disminuyendo en gran medida la potencia que puede ser obtenida. Este tipo de rupturas puede ser causada por:

- Golpes en el momento de instalación de los paneles
- Cargas físicas excesivas al momento de dar mantenimiento a los paneles (exceso de peso en el panel)
- Deflexión del panel ocasionada por el viento

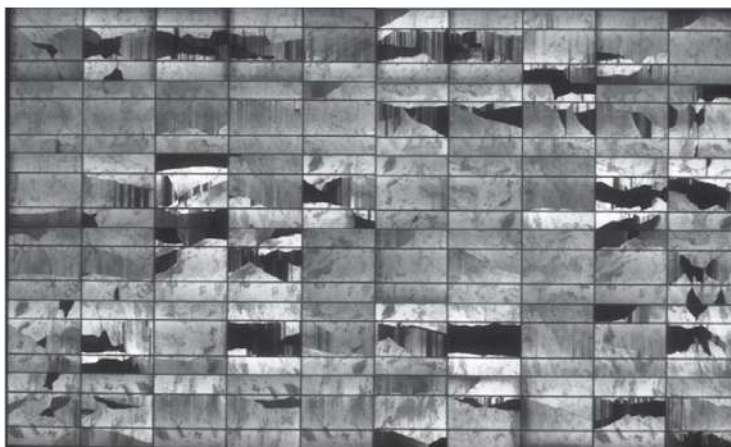


Figura 2.6. Panel con múltiples celdas que presentan grietas [37]

Las grietas ocasionan desconexiones internas entre las rejillas de las celdas, o entre las barras de conexión, lo cual disminuye la eficiencia de todo el panel ya que las celdas están conectadas en serie. Las grietas pueden darse en múltiples direcciones tomando como referencia la barra de conexión, lo cual tiene efectos diferentes en cuanto a la disminución de potencia de la celda. En [38] se evidencia un estudio sobre diferentes tipos de grietas (Figura 2.7) encontradas en 60 paneles fotovoltaicos, donde la más común (33.33%) es observada en dirección paralela a la barra de conexión.

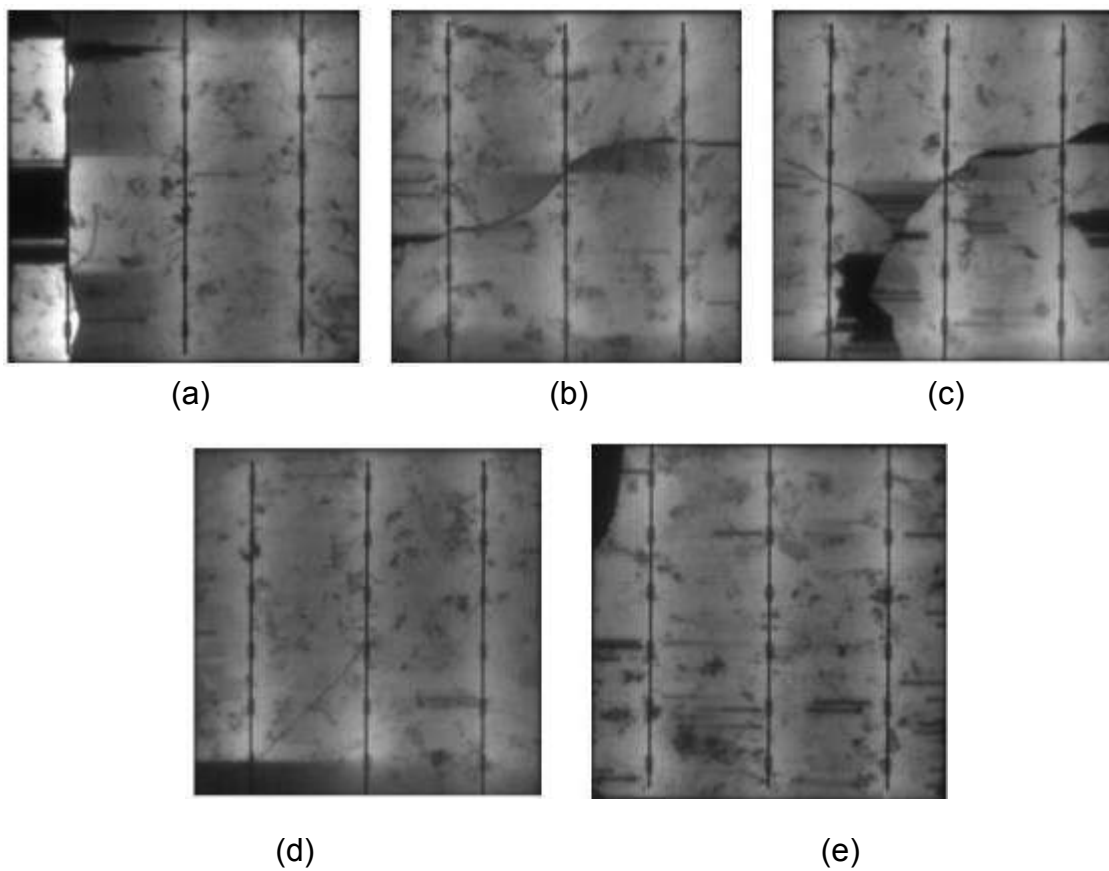


Figura 2.7. Tipos de grietas según su orientación (a) Paralelo a la barra de conexión (b) Perpendicular a la barra de conexión (c) Múltiples direcciones (d) diagonal (e) despostillado en una esquina [38]

La potencia de salida depende del tipo de grieta y del número de celdas comprometidas, sin embargo según [39], en grietas multidireccionales se ha evidenciado un máximo de 8.42% de reducción de la eficiencia del panel. En la Figura 2.8 se muestra la curva I-V y P-V de un módulo que presenta celdas con grietas, donde se observa la deformación de la curva que genera este tipo de deterioro.

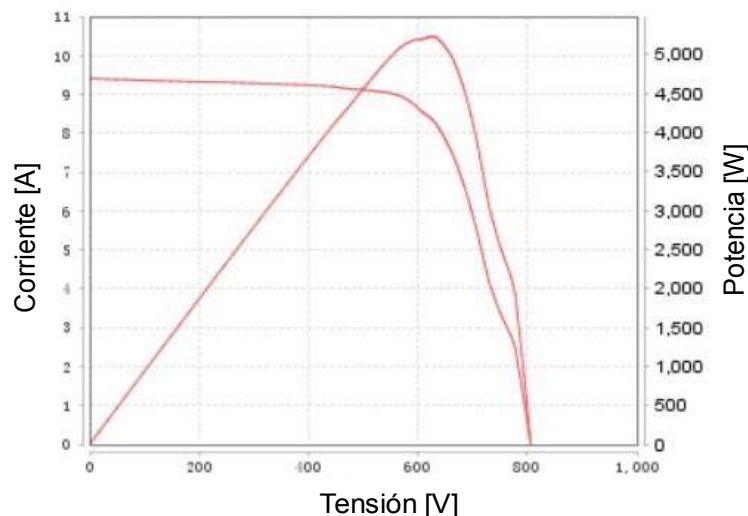


Figura 2.8. Curva I-V y P-V de un panel con celdas agrietadas [40]

2.4. Puntos calientes

Un punto caliente en una celda solar es un área de la celda que presenta una temperatura muy elevada en relación con el resto de la celda o panel (Figura 2.9). Es un tipo de deterioro ocasionado por diferentes defectos en la celda como desajustes causados por envejecimiento acelerado de una celda en el panel, decoloración del encapsulante en un punto en particular, polvo acumulado en el panel, grietas significativas o mala calidad de la celda.

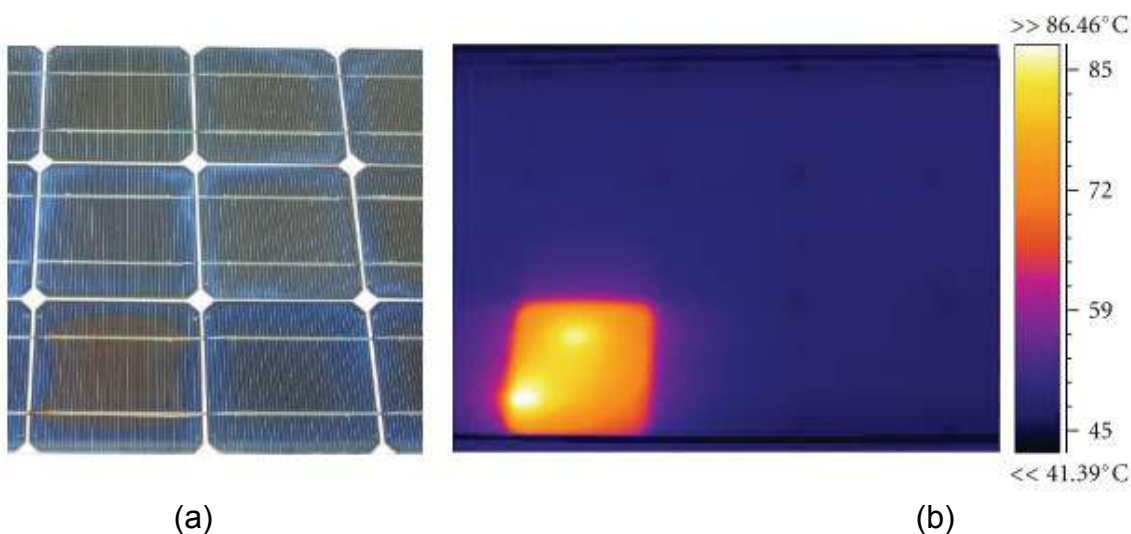


Figura 2.9. Panel con punto caliente (a) Imagen digital (b) Imagen térmica [34]

En [41] se indica que para un estudio de 115 paneles fotovoltaicos con fallas, un 22% presentaba puntos calientes, lo cual enfatiza la ocurrencia de este tipo de degradación. Los puntos calientes pueden causar la degradación acelerada del material del panel, lo cual puede llevar a la delaminación de la celda o del encapsulante (Figura 2.10)



Figura 2.10. Delaminación en la parte inferior de un panel causada por un punto caliente [42]

La disminución de potencia causada por un punto caliente es crítica y puede llegar al 60% [43] en el caso de que el rastreador de máximo punto de potencia (MPPT) trabaje en máximos locales, por lo que es una degradación que debe ser considerada para conocer la generación total de una granja solar. En la Figura 2.11 se muestra la curva I-V comparativa de tres paneles, uno sin degradación, uno con un solo punto caliente y otro con dos puntos calientes, donde se puede observar la disminución de potencia de cada módulo.

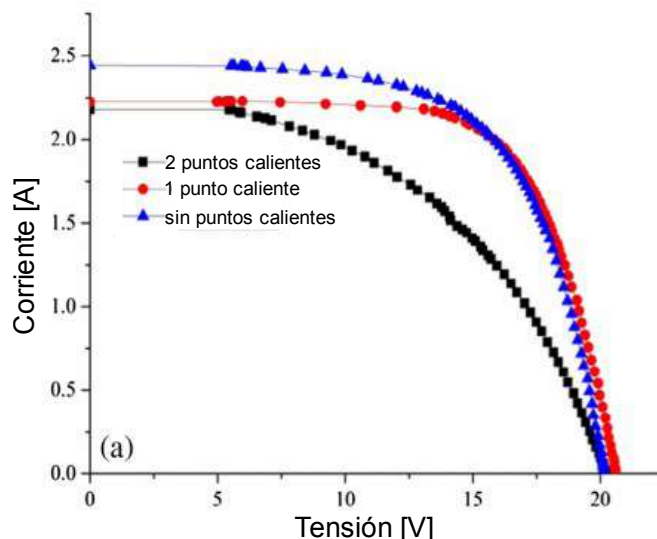


Figura 2.11. Curvas I-V de paneles con cero, uno y dos puntos calientes [44]

2.5. Degradación por potencial inducido

La degradación por potencial inducido o PID (Potential Induced Degradation) es un tipo de degradación causada por el potencial de voltaje entre la celda y la puesta a tierra del panel. Normalmente es un voltaje negativo con respecto al potencial de tierra y consiste en la polarización inversa de la celda causando una corriente que circula a través de la unión p-n en sentido contrario a la de generación (Figura 2.12).

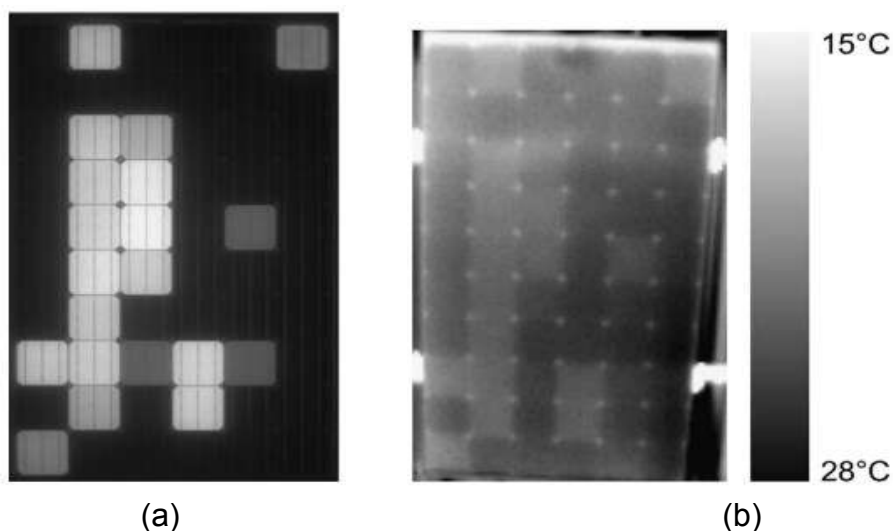


Figura 2.12. PID en un panel fotovoltaico (a) Imagen de electroluminiscencia (b) Imagen térmica [45]

Según [45] la pérdida de potencia para un panel de 60 celdas, 20 de ellas con PID es de 38.9%, otras fuentes como [46] indican que las pérdidas de potencia pueden ascender al 80%, por lo que es un deterioro que debe considerarse adecuadamente en cualquier estudio. En la Figura 2.13 se muestra la curva I-V comparativa de un panel sin deterioro y otro con PID.

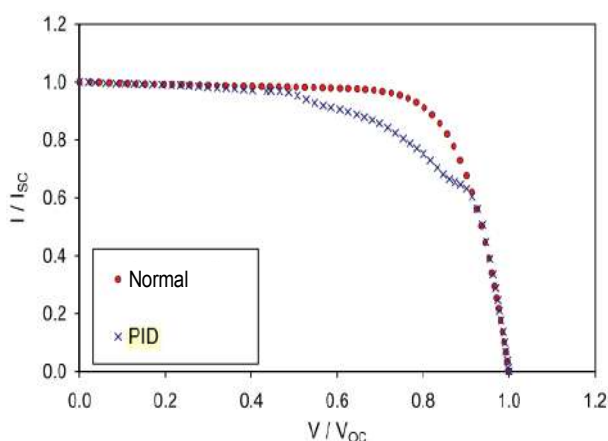


Figura 2.13. Curvas I-V de un panel sin deterioro y otro con PID [46]

2.6. Otros tipos de deterioro

Además de los tipos de deterioro mencionados anteriormente, las celdas y paneles fotovoltaicos pueden presentar las siguientes fallas:

- Fallas de los diodos en la caja de conexiones del panel
- Ruptura de vidrio de protección
- Pérdida de aislamiento en la capa de soporte inferior
- Deformación de la estructura de soporte o separación

Estos modos de deterioro son menos comunes, sin embargo, pueden ocasionar deterioros de mayor incidencia en la pérdida de potencia de un panel fotovoltaico. En la Figura 2.14 se muestra el resultado en una gráfica de Pareto de un estudio de 150 paneles, donde se puede observar la incidencia de diferentes modos de deterioro y la severidad de los mismos.

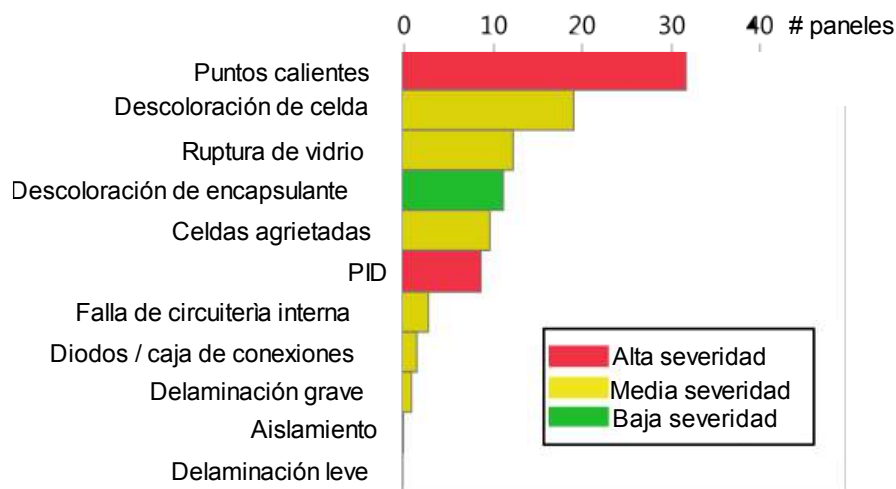


Figura 2.14. Gráfica de Pareto de modos de degradación encontrados durante 10 años de un sistema fotovoltaico [32]

El deterioro de los paneles fotovoltaicos es un fenómeno normal, sin embargo, el tiempo que toma que un panel se deteriore por completo está dado por la garantía del fabricante y normalmente es mayor a los 10 años. Modos de deterioro presentes en tiempos inferiores pueden ser causa de mala calidad de los componentes constructivos del panel. En la Figura 2.15 se muestran los escenarios de fallas esperados en un panel y los modos de deterioro que pueden causar la disminución de potencia del mismo.

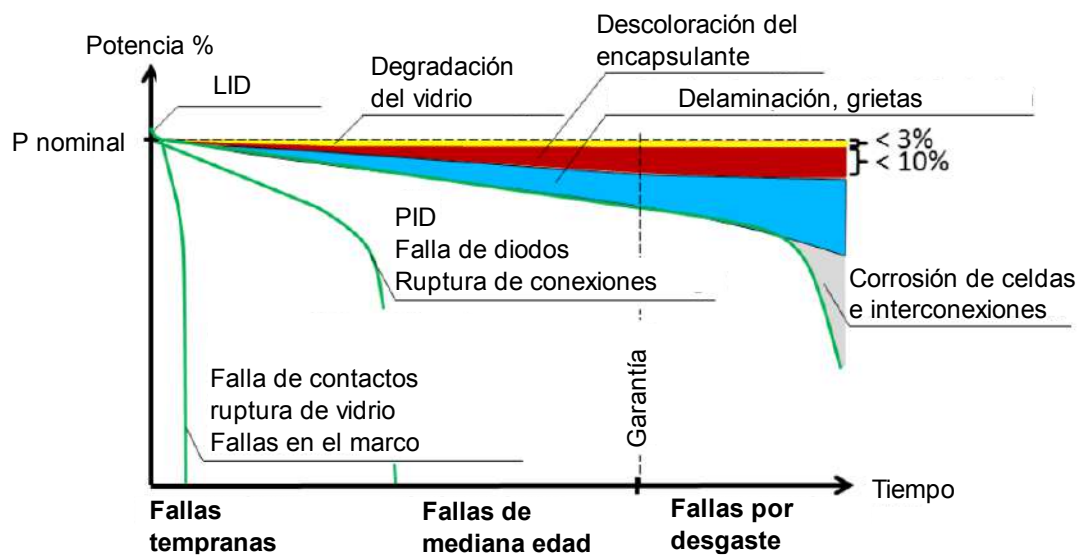


Figura 2.15. Referencia de tiempo de fallas y modos de degradación en el tiempo de vida de un panel fotovoltaico [47]



Capítulo 3. Detección de fallas en granjas solares fotovoltaicas

Como se mostró en el capítulo 2, es necesario conocer los modos de degradación de los paneles fotovoltaicos existentes en una granja solar con el objetivo de determinar la disminución de potencia que un panel puede experimentar y así tomar las acciones correctivas pertinentes. Por lo tanto, la degradación debe ser adecuadamente detectada utilizando técnicas específicas que permitan al investigador determinar la existencia de un modo de degradación en particular para caracterizar los paneles que constituyen una granja solar.

3.1. Clasificación de técnicas de detección de fallas

Las técnicas de detección de fallas en paneles fotovoltaicos pueden ser clasificadas en función del grado de irrupción que se realice en el sistema o en el panel en particular. De esta manera existen técnicas invasivas y no invasivas.

3.1.1. Técnicas Invasivas

Se define a una técnica invasiva para detección de fallas en paneles fotovoltaicos o en un grupo de paneles a cualquier procedimiento que implique la desconexión del panel fotovoltaico del sistema de generación o que requiera su destrucción parcial o total [48].

Una técnica invasiva permite la recolección de información sobre el estado del panel fotovoltaico en condiciones aisladas del sistema. Si bien existen métodos automáticos o semiautomáticos que pueden ser instalados en paneles fotovoltaicos que evitan la conexión manual del panel, los mismos normalmente realizan la desconexión durante el funcionamiento para tomar las mediciones necesarias, evitando que el panel entregue energía durante un periodo determinado por el tipo de técnica, por lo tanto, se consideran invasivos. Entre las técnicas invasivas más utilizadas se tiene el análisis de curvas I-V y P-V, y las imágenes de electroluminiscencia.

3.1.2. Técnicas No Invasivas

Una técnica no invasiva para detección de fallas en paneles fotovoltaicos es cualquier procedimiento que no implique la desconexión del panel fotovoltaico del sistema de generación ni su destrucción parcial o total, es decir, que la técnica de análisis pueda realizarse con el panel en condiciones normales de funcionamiento mientras está



conectado al sistema y generando energía [48]. La técnica no invasiva más utilizada es la termografía.

3.2. Análisis de curvas I-V y P-V

Como se mencionó en el capítulo 1, las curvas I-V y P-V permiten caracterizar a una celda o panel fotovoltaico, entregando los parámetros eléctricos que describen el funcionamiento del dispositivo bajo prueba. Así, el análisis de curvas I-V y P-V es una técnica invasiva para detectar el deterioro de paneles fotovoltaicos que consiste en la aplicación de una carga variable en los terminales del panel para obtener su respuesta de corriente y tensión. De esta manera, el análisis de las curvas de respuesta del panel nos entrega información directa del “estado” eléctrico del mismo, permitiendo al investigador obtener datos sobre el desempeño esperado del panel ante diferentes condiciones de irradiación solar y de carga del panel. Sin embargo, es un análisis que debe ser soportado por otras técnicas de detección de deterioro para poder dar una respuesta concluyente, esto debido a que en condiciones normales de funcionamiento los paneles fotovoltaicos pueden desarrollar varios modos de deterioro, lo cual implica que la respuesta de las curvas características son una adición de todas las fallas presentes en el panel.

3.2.1. Obtención de las curvas I-V y P-V

Para obtener la curva I-V existen diferentes métodos que difieren en su flexibilidad, fidelidad y costo. La obtención de la curva I-V se basa en la variación de la corriente consumida en terminales del generador fotovoltaico y su respuesta de tensión, donde ambos parámetros eléctricos deben ser medidos ya sea por métodos automáticos o manuales.

El equipo o sistema que permite obtener la curva I-V de manera automática de un dispositivo fotovoltaico tiene el nombre de trazador y según [49] pueden utilizar los siguientes métodos:

3.2.1.1. Trazador de resistor variable

Un trazador de resistor variable es un dispositivo que utiliza un resistor variable cuya resistencia puede cambiar en pasos desde cero hasta infinito (idealmente) para capturar puntos de la curva I-V. Normalmente este método es aplicable en generadores fotovoltaicos de baja potencia debido a que los resistores de alta potencia son poco comunes en el mercado.

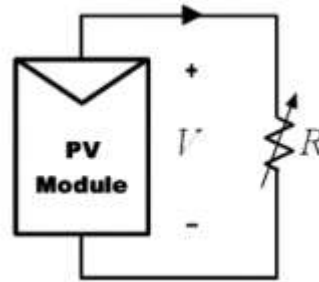


Figura 3.1. Esquema de un trazador de resistor variable [49]

En [50] se presenta un esquema de múltiples resistores controlados por relés para obtener la curva I-V (Figura 3.2), donde su principal limitante es el número de pasos o puntos que se pueden obtener.

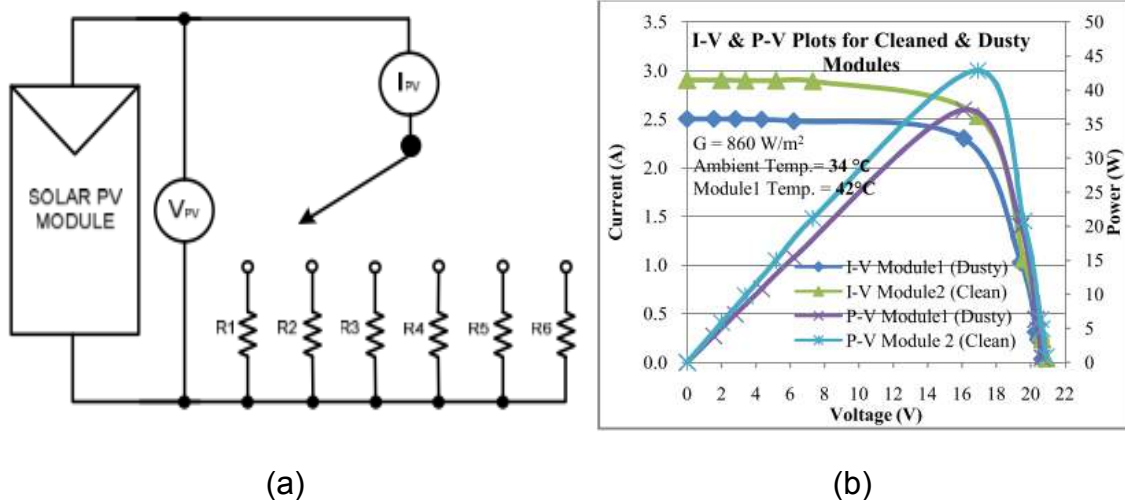


Figura 3.2. Trazador de resistor variable con múltiples resistores accionados por relé (a) esquema de circuito (b) curva I-V obtenida [50]

Para aumentar el número de pasos de este tipo de trazadores, en [51] se plantea un esquema binario, donde los resistores están en serie y su activación depende de relés normalmente cerrados, así, en el caso de un trazador con 8 resistores se podrían obtener 255 valores diferentes de resistencia para la elaboración de la curva I-V.

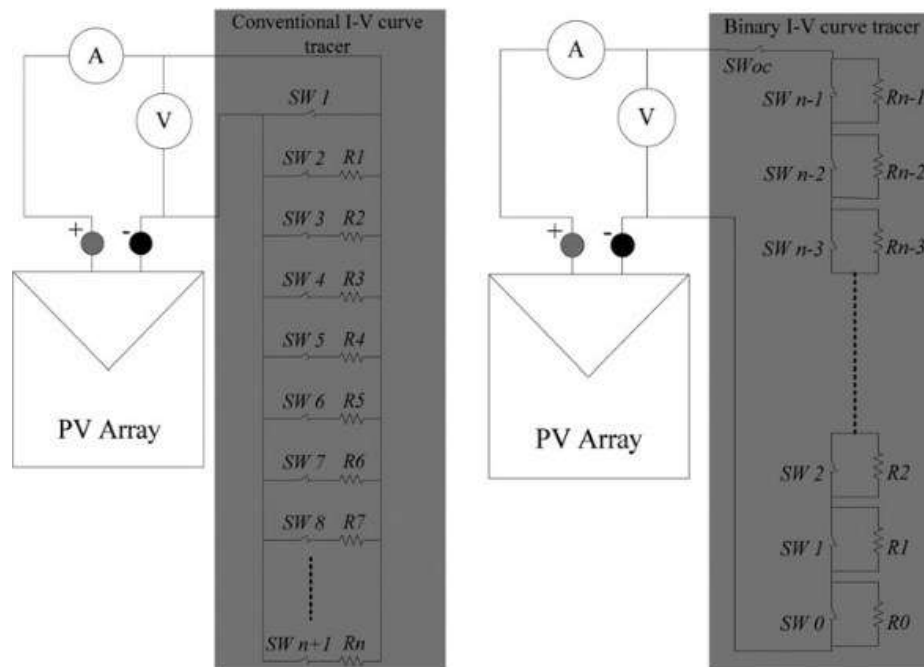


Figura 3.3. Esquema de trazadores de resistor variable (a) esquema convencional (b) esquema de trazador binario [51]

El uso de resistores variables colocados como carga en un generador fotovoltaico para la obtención de curvas I-V no está recomendado debido a que con este método la I_{sc} no se alcanza exactamente, y el cambio manual de resistores toma un tiempo considerable por lo que la radiación solar y las condiciones térmicas pueden cambiar durante la medición [49], sin embargo las ventajas de costo y facilidad de implementación y automatización de medida de este tipo de trazadores los convierten en una alternativa viable.

3.2.1.2. Trazador de carga capacitiva

Es un método basado en un capacitor de alta capacitancia, el cual es cargado por el generador fotovoltaico lo cual hace que éste pase desde una condición de cortocircuito a circuito abierto.

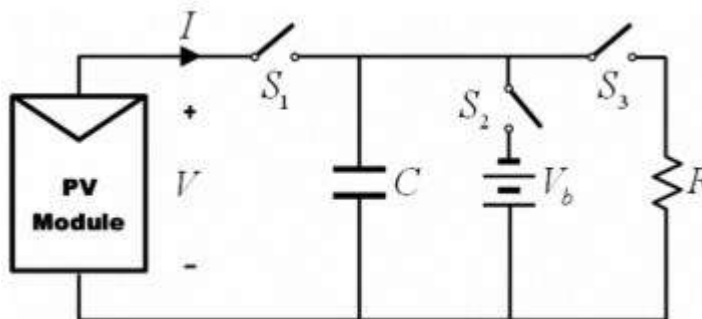


Figura 3.4. Esquema de un trazador de carga capacitiva [49]

En la Figura 3.4 se muestra el esquema básico de un trazador capacitivo, donde antes de la medida el capacitor empieza cortocircuitado por S3. Al iniciar la medición, S3 se abre y S1 se cierra con lo que el generador fotovoltaico tiene una carga muy pequeña, alcanzando la condición de cortocircuito. Mientras el capacitor se carga, la corriente disminuye y la tensión aumenta, así, cuando la carga termina, la corriente entregada por el módulo se vuelve cero, alcanzando la condición de circuito abierto. Este esquema también permite empezar la medición con S2 cerrado, con lo que el capacitor estaría cargado a una tensión negativa para alcanzar I_{sc} de manera exacta.

En este tipo de trazador los capacitores deben tener baja ESR (resistencia serie equivalente) y bajas pérdidas. El valor de capacitancia depende del tiempo de medición requerido y tiene un impacto sobre el voltaje medido [52]. De esta manera, si se tienen tiempos de medición cortos debido a bajos valores de capacitancia, el diseño del trazador debe considerar sensores de voltaje y corriente que alcancen la velocidad requerida que puede estar en el orden de los milisegundos. Además, en función de la corriente y voltaje del trazador, se puede requerir la utilización de IGBTs para el disparo adecuado de las etapas de medición, lo cual aumenta los costos de implementación.

3.2.1.3. Trazador de carga electrónica

Un trazador de carga electrónica es un dispositivo que utiliza un transistor (MOSFET o IGBT) como una carga controlada (Figura 3.5). Aprovecha la variación de la resistencia entre los terminales del transistor mediante la modulación de su compuerta de disparo, requiriendo su funcionamiento en modos de corte, región óhmica o lineal y saturación, por lo que podría considerarse como un trazador de resistencia variable electrónica.

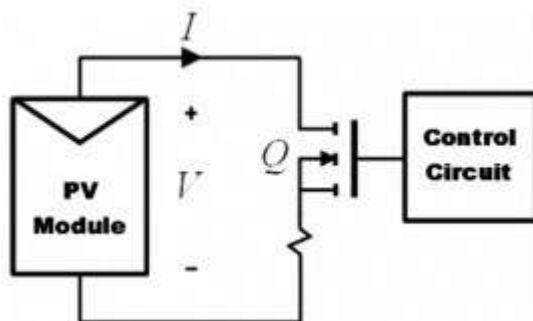


Figura 3.5. Esquema de un trazador de carga electrónica con transistor tipo MOSFET [49]

Este tipo de trazadores utilizan circuitos de control basados en cargas de corriente constante y convertidores analógicos-digitales de alta velocidad. Tienen la ventaja de ser más económicos que los de carga capacitiva, con la limitante del voltaje y corriente que pueden manejar los transistores utilizados en su diseño, y normalmente tienen ruido en su medición debido a la conmutación del transistor [53].

La ventaja del costo de este trazador lo ha hecho bastante popular para aplicaciones de baja potencia, e incluso es utilizado en trazadores en línea [54], es decir que están instalados directamente en las cajas de conexión de paneles fotovoltaicos para medir su curva I-V regularmente en una instalación fotovoltaica, constituyendo una manera de medición semi-invasiva como se muestra en la Figura 3.6.

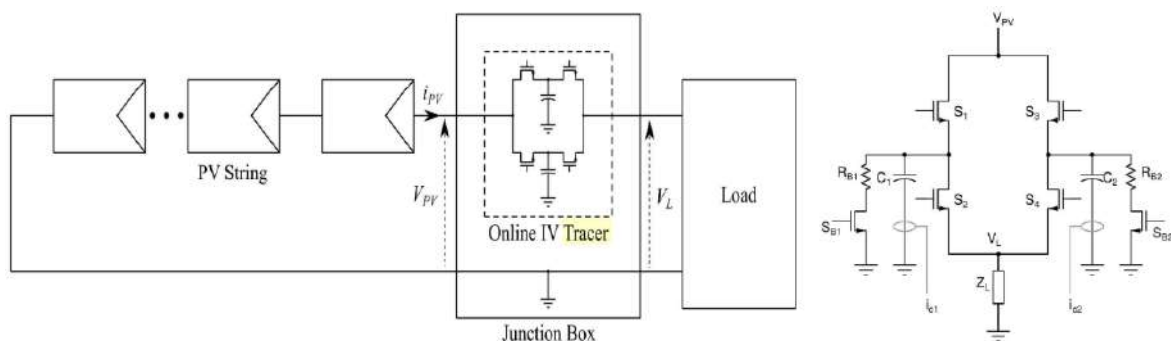


Figura 3.6. Trazador de carga electrónica “semi-invasivo” o “en línea” instalado en una caja de conexiones de un string de paneles fotovoltaicos [54]

3.2.1.4. Trazador de amplificador bipolar de potencia

Es un tipo de trazador que utiliza una configuración de transistores bipolares como amplificadores de potencia clase B (Figura 3.7) para permitir la inversión de la corriente

y el voltaje para la medición de las curvas I-V “oscurecidas” (simulación de una curva I-V de un módulo en condiciones sin iluminación).

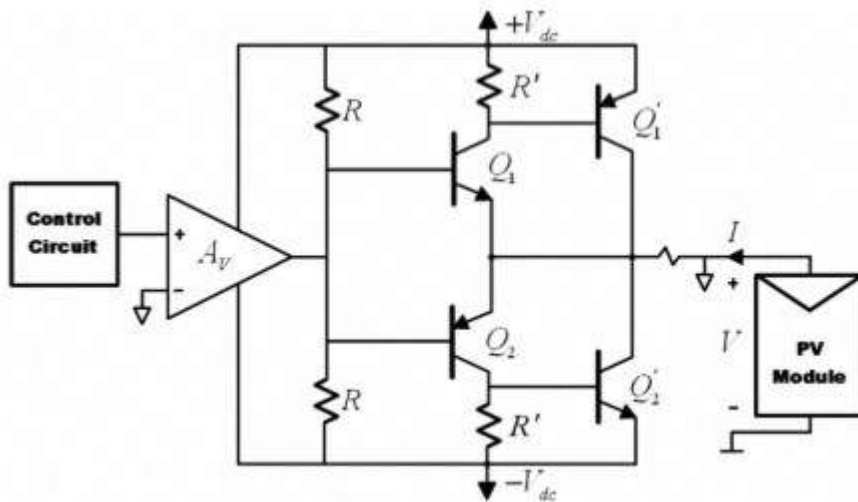


Figura 3.7. Trazador de amplificador bipolar de potencia [49]

Estos trazadores tienen la limitante de la utilización de transistores BJT en zona lineal, por lo que están limitados a bajas potencias.

3.2.1.5. Trazador de fuente de poder de cuatro cuadrantes

Es un trazador basado en una fuente de poder y transistores en configuración de puente H que permite entregar y consumir energía del generador fotovoltaico con el objetivo de evaluar el desempeño del mismo en los cuatro cuadrantes de una curva I-V (Figura 3.8).

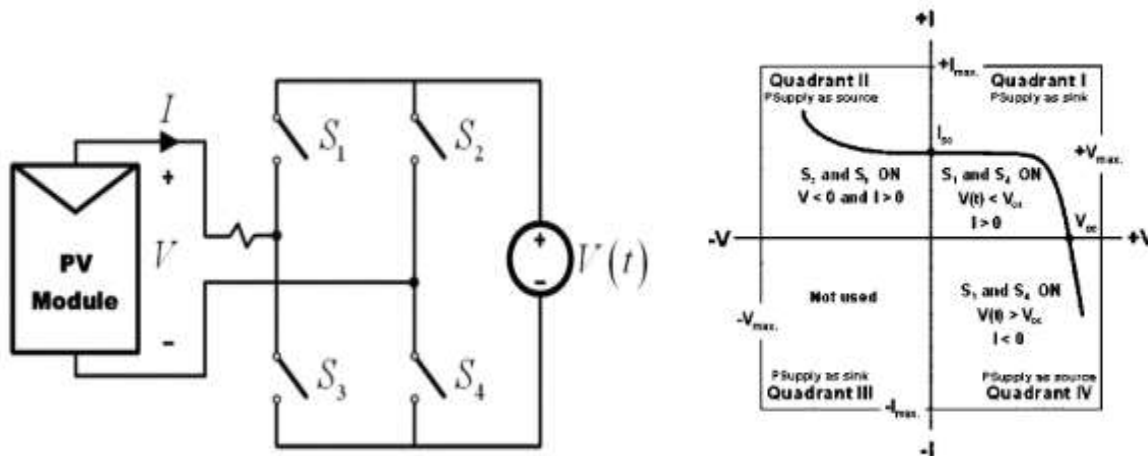


Figura 3.8. Trazador de fuente de poder de cuatro cuadrantes [49]

La investigación del funcionamiento de cuatro cuadrantes en un panel solar permite el diagnóstico de desajustes en las celdas parcialmente sombreadas conectadas en serie.

3.2.1.6. Trazador de convertidor DC-DC

Es un trazador basado en la habilidad de los convertidores DC-DC de emular un resistor mediante la variación de su ciclo de trabajo (Figura 3.9). El convertidor DC-DC para trazar la curva I-V de un generador fotovoltaico debe ser de tipo Buck-Boost, ya que las estructuras Buck no permiten el trazo de puntos de la curva cercanos a I_{sc} y las estructuras Boost no pueden alcanzar puntos cercanos a V_{oc} [49].

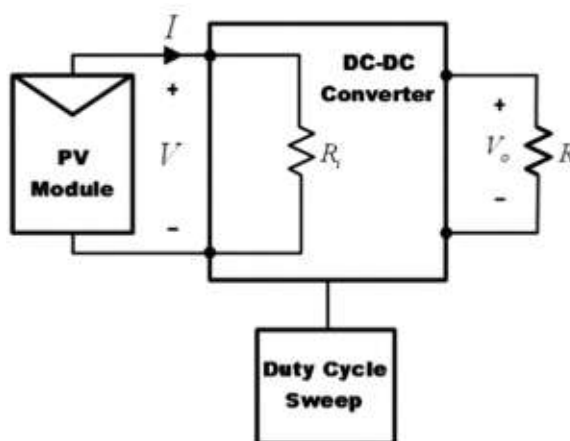
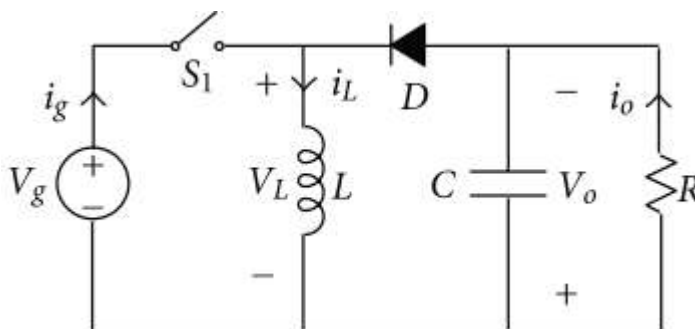
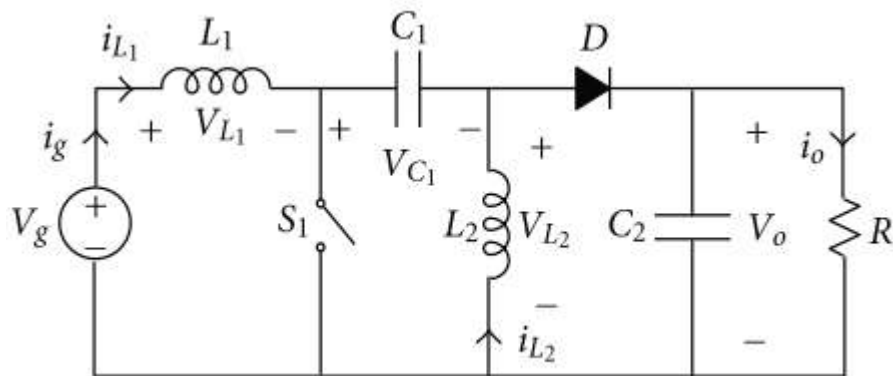


Figura 3.9. Trazador de convertidor DC-DC [49]

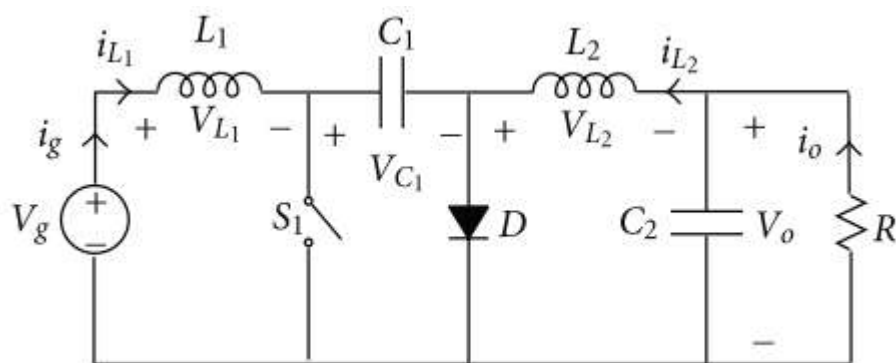
Los convertidores Buck-boost tienen la desventaja de introducir ruido a la medición debido a la conmutación de sus elementos internos (transistor e inductor), por lo que se utilizan derivaciones de este circuito (Figura 3.10), conocidas como convertidores Cuk y SEPIC [55] las cuales tienen una mejor respuesta de frecuencia y pueden ser utilizados como MPPTs (Maximum Power Point Tracking) como controladores para la generación de energía fotovoltaica. En [56] utilizan convertidores Cuk y SEPIC para disminuir el rizo (ripple) de la curva I-V causada por la conmutación, y para alcanzar los límites de I_{sc} y V_{oc} .



(a)



(b)



(c)

Figura 3.10. Convertidores DC-DC derivados (a) Buck-boost (b) SEPIC (c) Cuk [57]

3.2.2. Desviaciones de una curva I-V en un generador fotovoltaico

En el capítulo 1 se revisó la forma de la curva I-V y las características eléctricas de un panel que se pueden obtener de ella. Sin embargo, cuando el panel fotovoltaico presenta deterioro, la curva I-V presenta también desviaciones en comparación con una curva de un panel sin fallas. Las desviaciones en las curvas I-V corresponden a varias causas de deterioro, y además de representar un tipo de falla en un generador fotovoltaico, pueden también ser causadas por errores en el momento de la configuración de los equipos de muestreo de la curva, errores de conexión entre el equipo y el panel, alta nubosidad o interferencias de la radiación al momento de tomar la medida, etc., por lo que al momento de capturar la curva se debe evitar estos inconvenientes.

De esta manera, en la Figura 3.11 se muestran las posibles desviaciones que se pueden encontrar en una curva I-V:

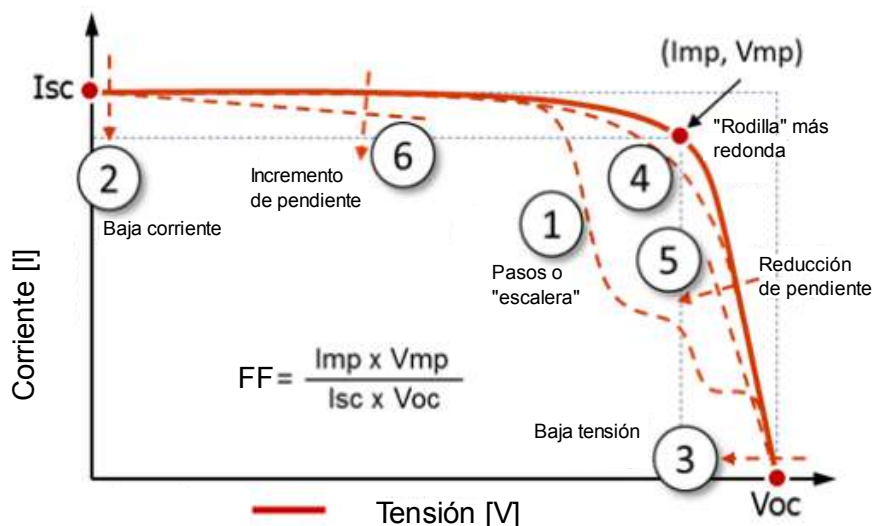


Figura 3.11. Desviaciones comunes de una curva I-V en un generador fotovoltaico en modo de deterioro [58]

Las desviaciones enumeradas en la Figura 3.11 y establecidas en [59] son las siguientes:

1. Pasos o “escalera”. - Una desviación que se observa como pasos o una “escalera” puede ser causada por sombreado parcial, depósito de polvo, celdas agrietadas o un cortocircuito en el diodo de bypass.
2. Baja corriente. – Una I_{sc} inferior a la nominal puede ser causada por el depósito uniforme de polvo o la degradación normal del módulo.
3. Baja tensión. – Un V_{oc} inferior al nominal puede ser causado por estrés térmico del panel (punto caliente o temperatura del panel superior a STC), celdas completamente sombreadas o fallas en el diodo de bypass.
4. “Rodilla” más redonda. – Si el punto de inflexión de la curva o “rodilla” es más redondo que el observado en una curva nominal puede ser causa de un envejecimiento del panel que se puede evidenciar por el cambio de los valores de las resistencias serie y paralelo del modelo de un diodo.
5. Reducción de pendiente. – La reducción de la pendiente en la parte derecha o “pierna horizontal” de la curva I-V puede ser causada por un depósito de polvo localizado en el filo de una celda, por desajuste entre las I_{sc} de las celdas de un módulo (referente a la calidad de las celdas), por la presencia de corrientes por la rama paralela del modelo de un diodo (las cuales se presentan como cortocircuitos de celdas agrietadas) o por puntos calientes.



6. Incremento de pendiente. – El incremento de la pendiente en la parte superior o “pierna vertical” de la curva I-V puede ser causada por el aumento de la resistencia serie del panel, o por una resistencia excesiva de los cables de conexión entre paneles.

3.2.3. Determinación de parámetros y modos de fallo a través del análisis de curvas I-V

Si bien la obtención de la curva I-V de un panel solar fotovoltaico puede parecer un procedimiento simple una vez que se ha seleccionado el método de medición correcto, su verdadera complejidad radica en la extracción de información de los modos de deterioro que se pueden apreciar en la curva. Como se mencionó anteriormente, las desviaciones de la curva pueden dar una idea del modo de deterioro que puede presentar una celda, pero la suma de sus efectos en un panel dificulta su detección exacta, por lo que el trazado de curvas debe estar apoyado por otras técnicas de detección para establecer precisamente el tipo de deterioro.

Una consideración importante para esta determinación es asegurar que el método de obtención de la curva I-V sea lo más exacto posible, por lo que estudios como el presentado en [60] establece una técnica de optimización basada en el modelado de la celda solar y en [61] los autores han elaborado un algoritmo para corregir las variaciones de la radiación solar durante la medición de la curva I-V. Además, estudios como el realizado en [62] permite la predicción de características I-V de un panel mediante la combinación del modelado de un diodo y un modelo analítico.

En cuanto al procedimiento para la medición de curvas I-V, los estudios más recientes se basan en la traza de curvas in situ e instalados permanentemente en los paneles o strings con el objetivo de almacenar las curvas y poderlas comparar en un futuro. De esta manera, en [63] se establece un trazador con conexión inalámbrica, y en [64] se muestra un trazador que puede enlazarse con el IoT (Internet de las cosas).

Para la determinación de fallas se ha optado por la utilización de técnicas de inteligencia artificial, así, en [65] se realiza un diagnóstico de fallas basado en redes neuronales, en [66] se describe la utilización de clasificadores de curvas I-V basados en lógica difusa y redes neuronales que puede discriminar entre cinco tipos diferentes de fallas, de igual manera en [67] utilizan una aproximación similar con un 92.1% de exactitud.

3.3. Electroluminiscencia

Un material es electroluminiscente cuando “puede emitir luz en respuesta a la aplicación de una corriente eléctrica o de un campo eléctrico” [68]. Por lo tanto, en un generador fotovoltaico, la electroluminiscencia o EL es una técnica invasiva de detección de deterioro que aprovecha el fenómeno en el cual la celda emite luz cuando se alimenta con una fuente de tensión. Esta luz generada por la celda se encuentra en el espectro infrarrojo, específicamente a 1150nm para una celda policristalina (Figura 3.12).

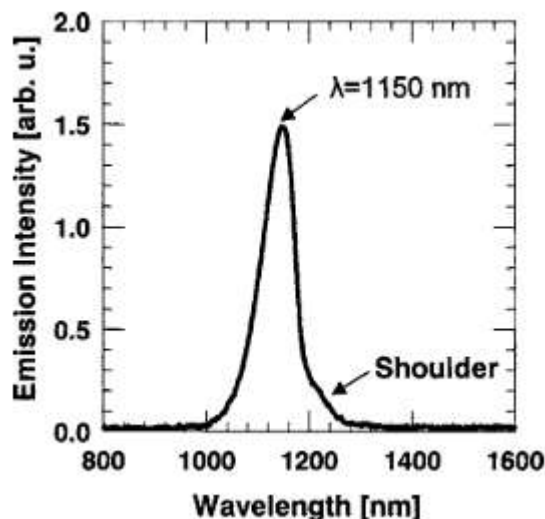


Figura 3.12. Espectro de emisión de la electroluminiscencia de una celda policristalina [69]

Debido a que el espectro emitido por una celda yace en el rango del Infrarrojo como se muestra en la Figura 3.13, normalmente se utilizan cámaras con sensores cercanos al infrarrojo (NIR) o de infrarrojo de onda corta (SWIR).

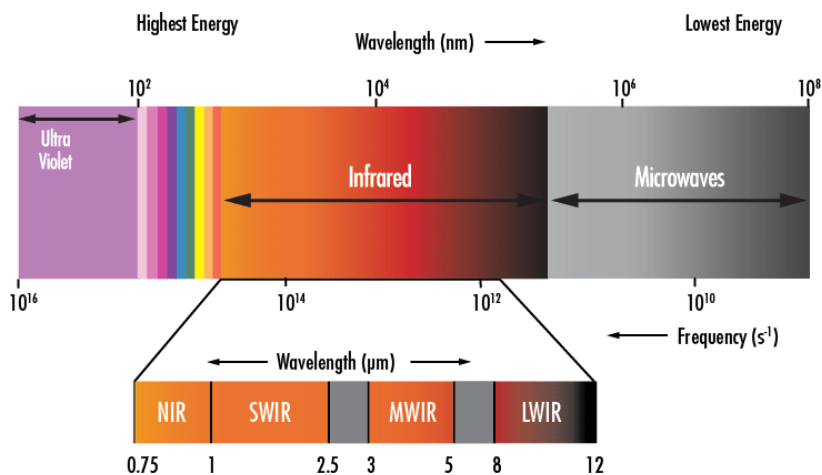


Figura 3.13. Espectro electromagnético que ilustra el rango NIR y SWIR [70]

La imagen de EL de una celda fotovoltaica permite principalmente observar grietas que no pueden ser observadas a simple vista (Figura 3.14). Además, permite también la identificación de celdas “muertas”, ciertos grados de delaminación, PID, daños en la rejilla de conexión, entre otros.

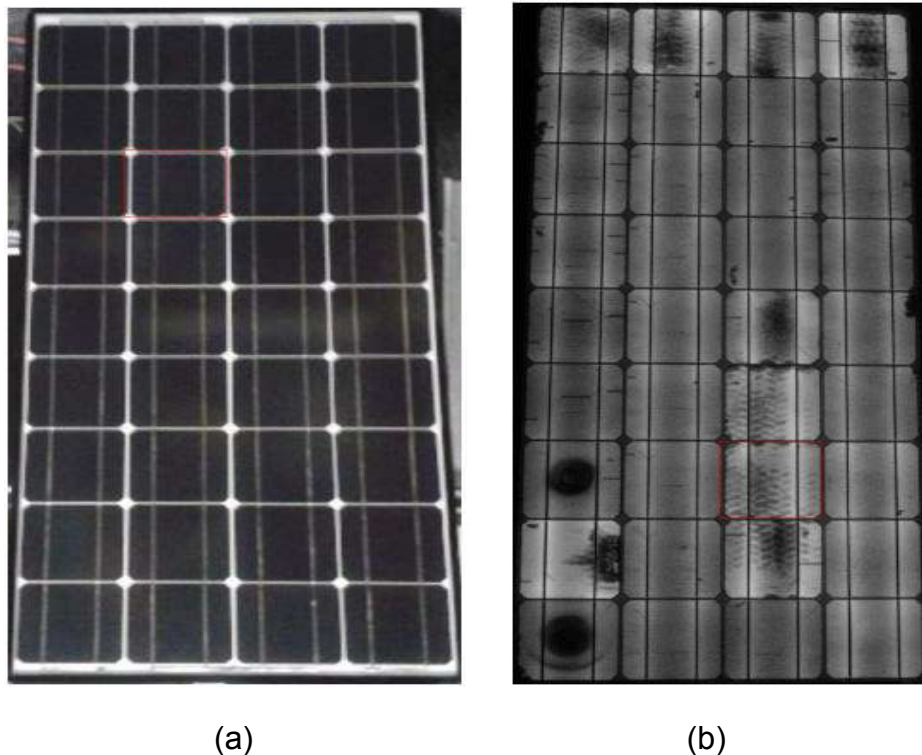


Figura 3.14. Imágenes de un panel fotovoltaico (a) luz visible (b) EL [71]

3.3.1. Tipos de sensores para capturar electroluminiscencia

Para obtener una imagen EL, es necesaria una cámara con un sensor capaz de capturar adecuadamente el espectro de luz que se requiere, es decir que pueda capturar adecuadamente el rango del espectro de emisión de la celda. En la Figura 3.15 se muestra la emisión de diferentes tipos de celdas fotovoltaicas y la eficiencia cuántica de diferentes tipos de sensores de cámaras, donde podemos observar que el sensor de InGaAs (Indio-Galio-Arsenio) puede capturar imágenes desde los 600nm hasta los 1800nm , convirtiéndolo en la mejor opción para obtener imágenes EL de celdas fotovoltaicas. Por otro lado, los sensores CCD y CMOS cubren un espectro que va desde los 200nm hasta los 1100nm , lo que los convierte en una alternativa viable.

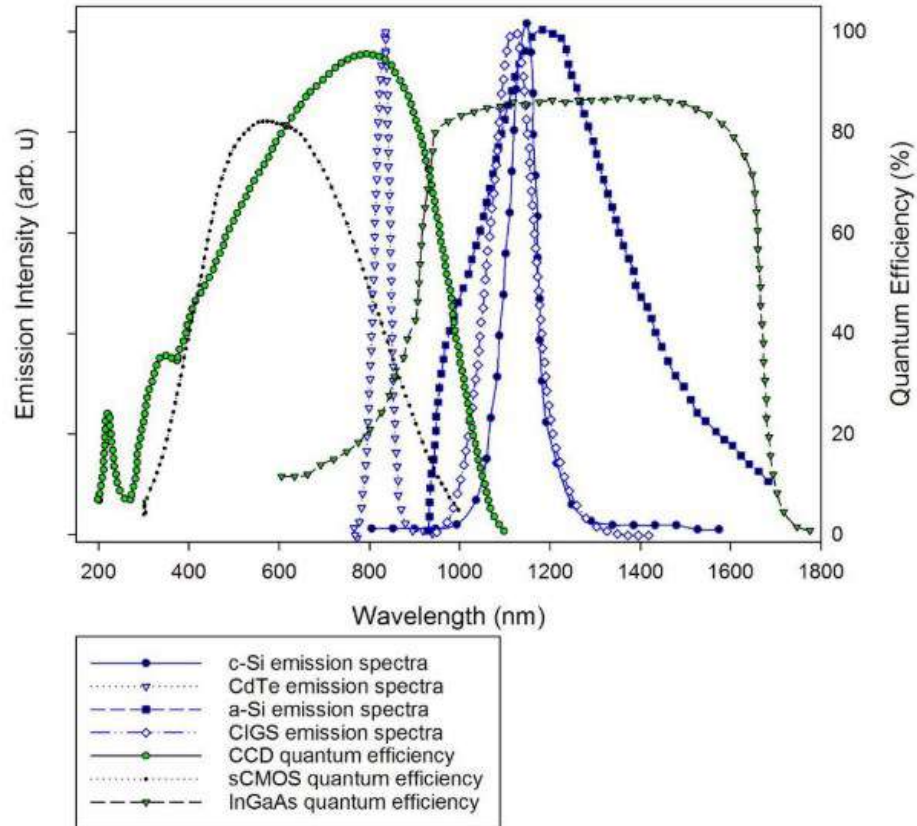


Figura 3.15. Espectro de emisión de celdas fotovoltaicas y eficiencia cuántica de sensores [72]

3.3.1.1. Sensores CCD y CMOS

Los sensores CCD (Charge-Coupled Device) y CMOS (Complementary Metal Oxide Semiconductor) son dispositivos de captura de imágenes muy utilizados en cámaras comerciales (Figura 3.16). Se diferencian principalmente en la tecnología con la que convierten la luz en electrones para ser capturados por dispositivos electrónicos, así, el CCD está construido con capacitores y el CMOS por fototransistores, lo cual tiene un impacto directo en la calidad de imagen que entregan, siendo el CCD el mejor de estos dos.

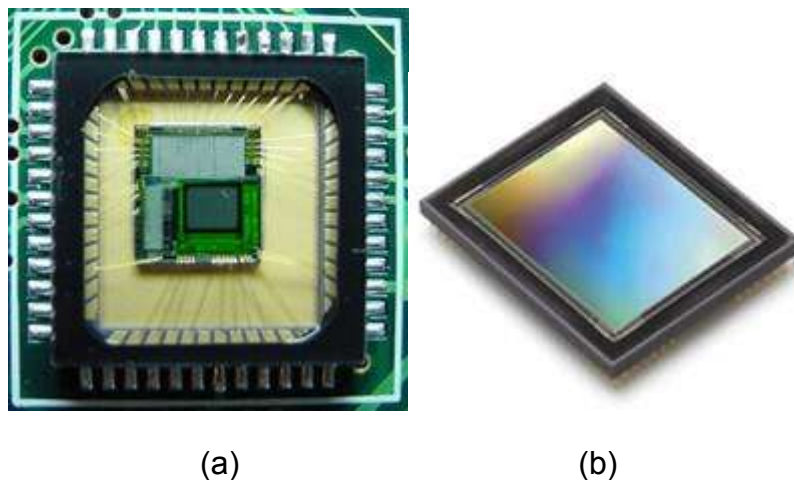
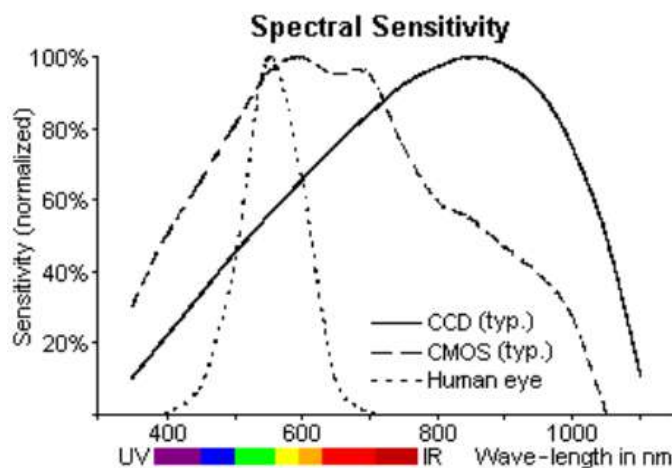
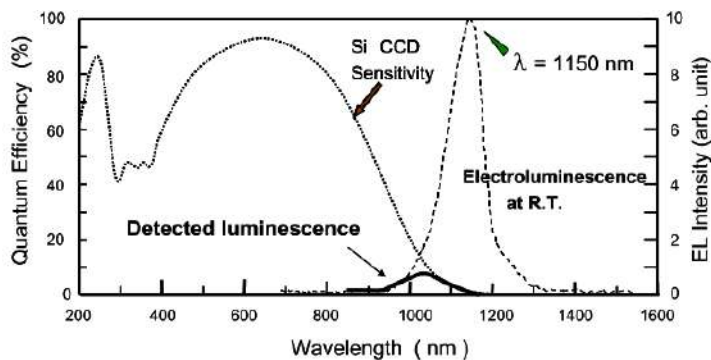


Figura 3.16. Sensores de captura de imágenes utilizados en cámaras comerciales (a) CMOS (b) CCD [73]

Este tipo de sensores son utilizados en cámaras digitales de consumo y en algunas cámaras industriales tipo NIR, capturando un espectro que va desde los $200nm$ hasta los $1100nm$ (Figura 3.17) y que puede ser optimizado mediante el uso de filtros externos. De esta manera para su utilización en imágenes EL de celdas fotovoltaicas su utilización es limitada pues si bien se alcanza a capturar el inicio del espectro de la celda, para su utilización se requiere mejorar las condiciones de captura de la imagen, es decir, la celda debe estar en completa obscuridad y el tiempo de exposición es elevado lo cual causa un estrés eléctrico mayor en la celda [74].



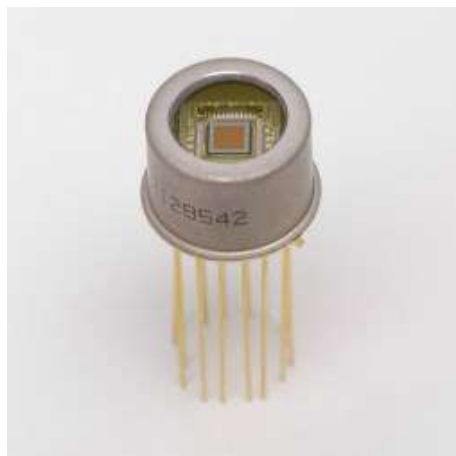


(b)

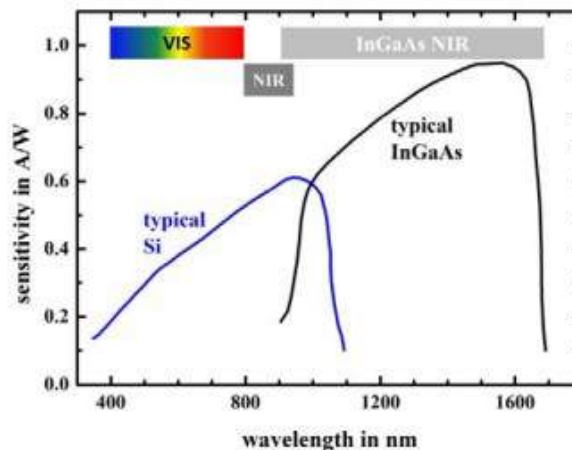
Figura 3.17. Sensores CCD y CMOS (a) Sensitividad espectral de sensores CCD y CMOS [75] (b) Luminancia detectada por un sensor CCD [76]

3.3.1.2. Sensor InGaAs

Un sensor de InGaAs (Indio-Galio-Arsenico) es un sensor de captura de imágenes que trabaja en el rango de los 600nm a los 1800nm (NIR e inicios de SWIR) dependiendo del fabricante, y es especialmente diseñado para la captura de imágenes EL (Figura 3.18) por lo tanto son los más utilizados para captura de imágenes de panel solares.



(a)



(b)

Figura 3.18. Sensor InGaAs (a) sensor comercial Hamamatsu G12242-0707W [77] (b) respuesta espectral de un sensor InGaAs comparado con uno de silicio CCD [78]

3.3.2. Análisis de imágenes de electroluminiscencia

Las imágenes EL pueden aportar información importante sobre el deterioro de las celdas en un panel fotovoltaico. Lo más notable es la detección de grietas, donde se observa con mucha claridad (dependiendo de la resolución del sensor) las celdas que han sufrido este tipo de degradación (Figura 3.19).



Figura 3.19. Imagen EL que muestra celdas con grietas [72]

La imagen EL también permite identificar de manera muy precisa la degradación por PID, así como se muestra en la Figura 3.20, se observan celdas iluminadas y celdas oscuras, estas últimas son las afectadas por este tipo de degradación.

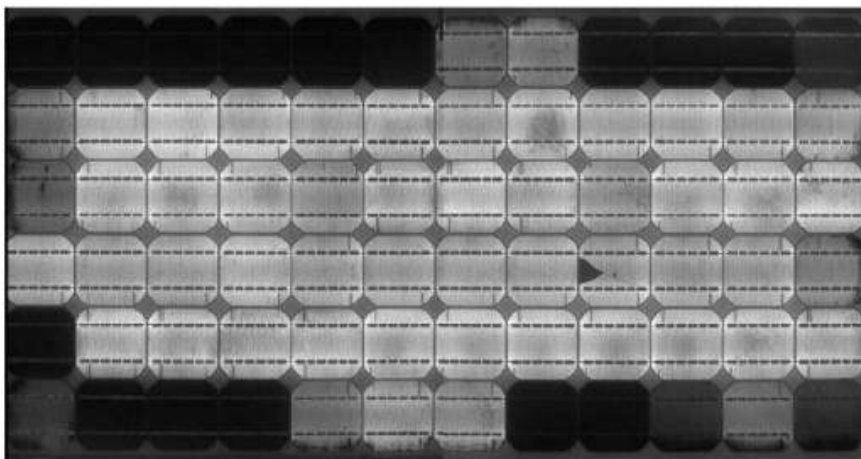


Figura 3.20. Imagen EL que muestra un panel afectado por PID [72]

Una imagen EL también puede ser utilizada para identificar corrosión alrededor de las barras de conexión en una celda, como se muestra en la Figura 3.21.

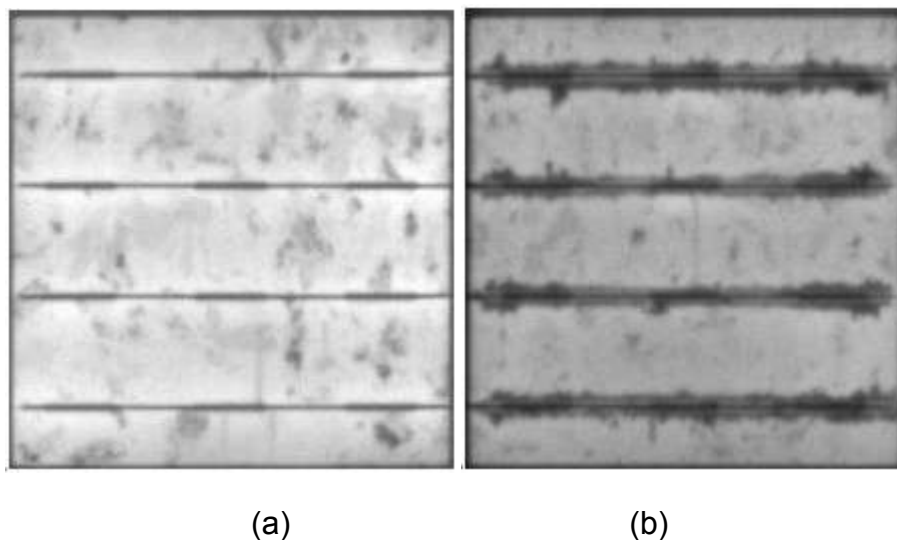


Figura 3.21. Imagen EL de una celda (a) sin degradación (b) con corrosión en la barra de conexión [72]

3.3.3. Detección de modos de deterioro con electroluminiscencia

Las imágenes de EL en paneles fotovoltaicos es una técnica muy utilizada para detectar modos de deterioro, permitiendo determinarlos de manera más precisa que una curva I-V, no obstante, al ser una técnica de análisis de imágenes no entrega información sobre parámetros eléctricos del generador fotovoltaico.

De esta manera, en primera instancia es necesario obtener imágenes de gran calidad, por lo que en [79] se proponen algoritmos para el correcto enfoque, calibración de la cámara y corrección de la imagen para tener los mejores resultados posibles. También en [80] se presenta una metodología para la captura de imágenes EL en campo con una plataforma móvil.

Una vez tomadas las imágenes, es necesario identificar la presencia de defectos en una imagen EL. Así por ejemplo, en [81] se muestra un algoritmo para identificar micro-grietas mediante el uso de filtros y en [82] se realiza un tratamiento de imágenes basado en transformadas discretas de Fourier para identificar el tamaño, orientación y posición de las grietas, mientras que en [83] se realiza un estudio similar pero basado en umbrales y árboles de expansión.

Una vez asegurada la calidad de las imágenes EL y comprobada la existencia de deterioro, los investigadores intentan obtener las características eléctricas de las celdas o paneles a partir de la imagen, de esta manera en [38] se muestra un estudio de predicción de disminución de potencia debido a grietas en las celdas, en [39] se diseña

un sistema para el monitoreo de parámetros eléctricos de paneles con grietas, y en [37] se obtienen parámetros eléctricos de la celda mediante el análisis de elementos finitos. Finalmente en [84] se establecen estrategias para la reducción de la tasa de degradación causada por grietas existentes y para evitar grietas en paneles fotovoltaicos nuevos.

3.4. Termografía

La termografía es una técnica de medición basada en la captura de imágenes térmicas que aprovechan la radiación térmica de los materiales [85] la cual se encuentra en el espectro infrarrojo en el rango de $7.5\mu\text{m}$ a $13\mu\text{m}$ [86]. En cuanto a su utilización en paneles fotovoltaicos, la termografía es una técnica no invasiva de detección de deterioro que permite determinar la temperatura de partes específicas de un panel fotovoltaico (Figura 3.22). El uso de termografía en paneles fotovoltaicos fue planteado por primera vez en [87] demostrando su viabilidad de aplicación.

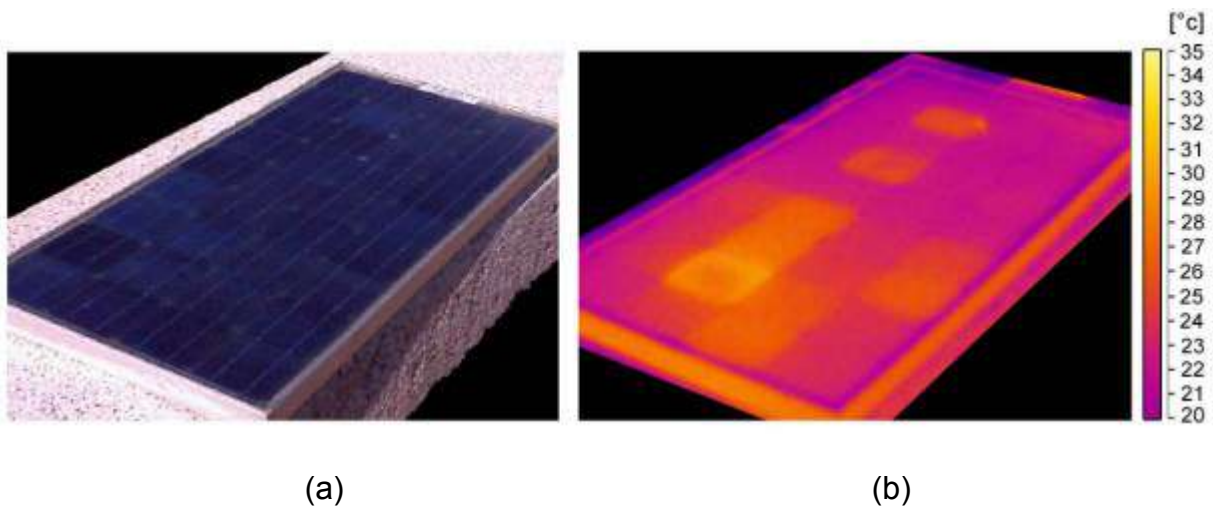


Figura 3.22. Imagen de un panel fotovoltaico (a) imagen de luz visible (b) imagen térmica [88]

3.4.1. Cámaras térmicas

Para capturar este tipo de imágenes se utilizan cámaras térmicas con sensores especiales que aportan la información de temperatura en forma de una matriz que puede ser representada como una imagen completa (Figura 3.23).



(a)



(b)

Figura 3.23. Cámara térmica (a) FLIR A615 [89] (b) Fluke TiS20+ [90]

Existen diferentes cámaras en el mercado las cuales se diferencian principalmente en el tamaño del sensor que utilizan y la sensibilidad térmica, esta última siendo la más crítica para observar gradientes de temperatura y recomendada por [91] que sea $\leq 0.08K$.

3.4.2. Análisis de imágenes térmicas

Las imágenes térmicas capturadas de generadores fotovoltaicos pueden entregar información importante sobre sus modos de deterioro y es una técnica muy utilizada debido a que, al ser no invasiva, se pueden capturar imágenes de los paneles en funcionamiento normal.

El principal deterioro que se obtiene de una imagen térmica es la presencia de puntos calientes (Figura 3.24), los cuales pueden ser causados por celdas agrietadas, celdas sombreadas, descoloración o desajuste de la eficiencia entre las celdas. Los puntos calientes pueden alcanzar temperaturas elevadas superiores a los $80^{\circ}C$ [92], siendo un riesgo de delaminación severa y de daño al encapsulante.

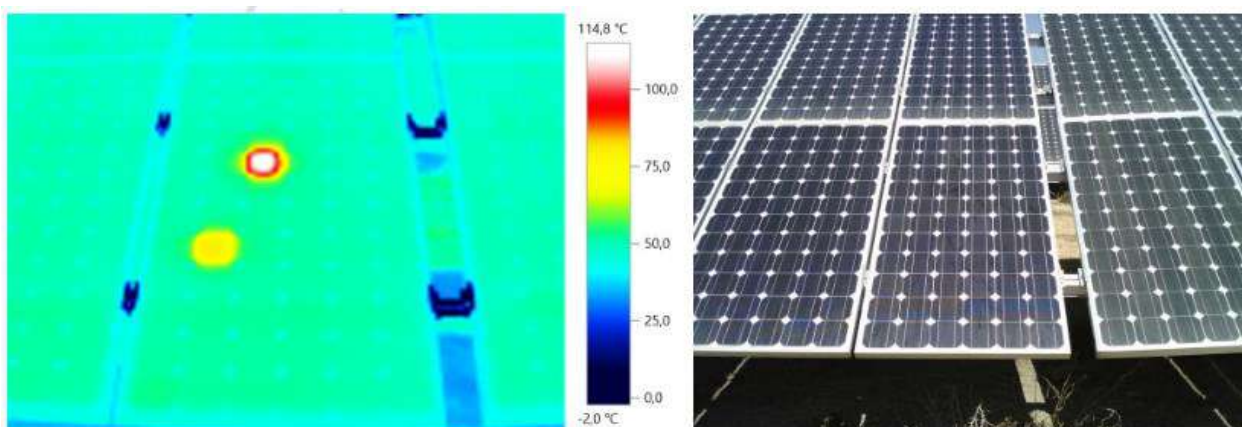


Figura 3.24. Termografía de un panel fotovoltaico (a) imagen térmica que muestra un punto caliente (b) imagen de luz visible [92]

Defectos causados por la desconexión de celdas en serie también pueden ser detectados con termografía. En la Figura 3.25 se muestra este tipo de deterioro, donde se observa que dos filas enteras de celdas en serie aparecen con una temperatura superior que las de otras partes del panel, lo cual puede ser causado por oxidación en los terminales de las celdas o por la falla de un diodo de bypass.

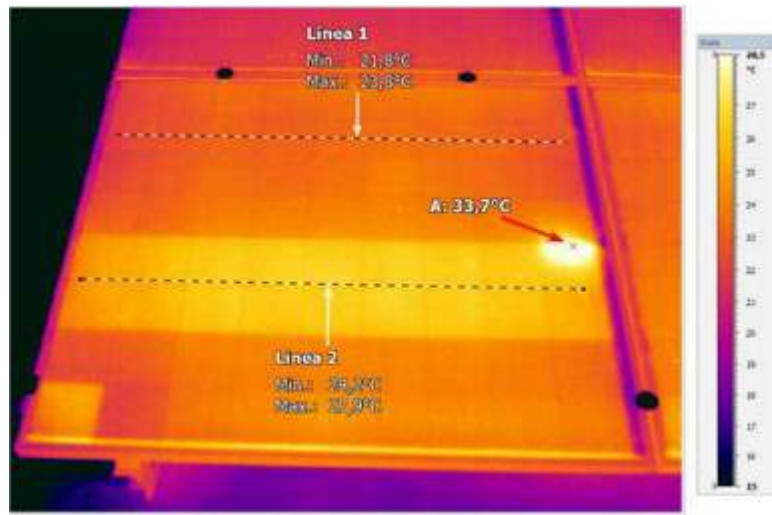


Figura 3.25. Imagen térmica de un panel con celdas desconectadas internamente

Las imágenes térmicas también pueden ser utilizadas para la detección de deterioro por PID, así en [45] se realiza un estudio de pronóstico de pérdida de potencia basado en la detección de PID con cámaras térmicas.

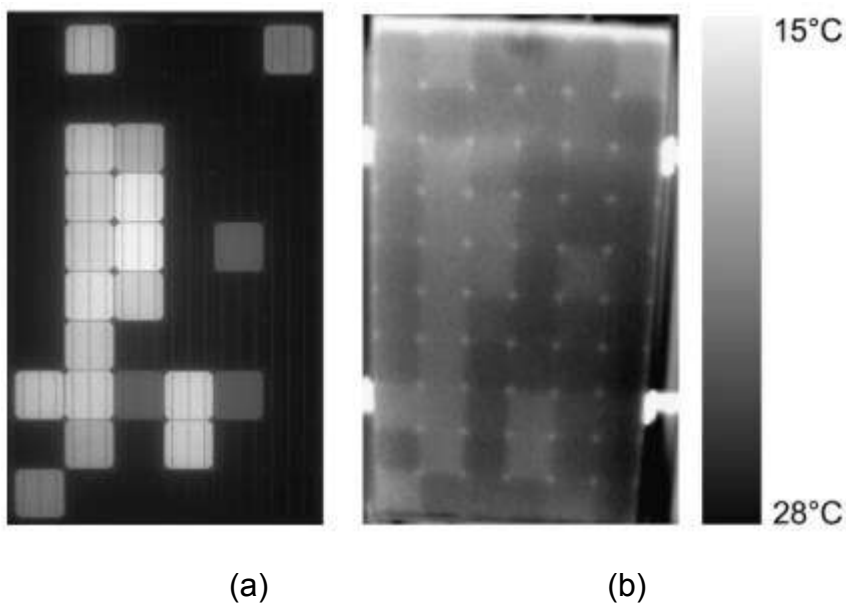


Figura 3.26. Imagen de un panel fotovoltaico con deterioro por PID (a) imagen EL (b) imagen térmica [45]

Otros defectos como los mostrados en la Tabla 3.1 también pueden ser identificados con el uso de imágenes térmicas.

Tabla 3.1. Errores en módulos fotovoltaicos que pueden ser detectados por una cámara térmica [88]

Tipo de error	Ejemplo	Imagen térmica
Defecto de fábrica	Impurezas y burbujas de gas en el encapsulante	Punto caliente o punto frío
	Grietas en las celdas	Calentamiento de una celda (elongado)
Daño general	Grietas en las celdas	Calentamiento de una celda (elongado)
	Grietas en las celdas	Una porción de la celda es más caliente que otra
Sombreado	Contaminación	Punto caliente
	Excremento de aves	
	Humedad	
Daño en diodo bypass	N.A.	Patrón tipo mosaico



3.4.3. Detección de modos de deterioro con imágenes térmicas

La detección de fallas de manera manual usando termografía es una práctica común, sin embargo, en granjas fotovoltaicas de gran escala el proceso se dificulta por la cantidad de paneles y el área en la que hay que realizar el estudio, es así que en [93] se diseña un sistema para triangular y georeferenciar imágenes térmicas tomadas con un UAV (Unmanned Aerial Vehicle) debido a que las imágenes térmicas si son captadas adecuadamente no deben presentar errores significativos, pero en el caso de capturas con UAVs el movimiento de la cámara puede jugar un papel importante. Además, para mejorar el análisis continuo en [94] se presentan métodos de monitoreo y análisis de datos para granjas fotovoltaicas de gran escala.

En cuanto a la detección automática de fallas, existen estudios como el realizado en [95] donde se utilizan métodos de inteligencia artificial, específicamente k-means para detectar puntos calientes. También en [96] se utiliza procesamiento de imágenes y detección de bordes para el diagnóstico de deterioro de módulos. Finalmente en [97] se desarrolla un esquema para el diagnóstico predictivo de fallas en módulos fotovoltaicos utilizando lógica difusa.

3.5. Otras técnicas de detección de fallas

Existen otras técnicas de detección de fallas menos comunes basadas tanto en imágenes como en medición de parámetros eléctricos, pero que pueden entregar información valiosa o que es difícil determinar con las técnicas analizadas anteriormente.

Entre las técnicas basadas en detección de parámetros eléctricos se tienen las siguientes:

- Curva I-V “obscura”
- Bias eléctrico para detección de PID

Entre las técnicas basadas en imágenes tenemos:

- Fotoluminiscencia
- Fluorescencia UV

3.5.1. Curva I-V obscura

La curva I-V obscura se basa como su nombre lo indica en el trazado de una curva I-V cuando el panel se encuentra sin iluminación alguna, y específicamente en la medición

de la corriente y la tensión cuando el panel es alimentado por una fuente externa. En la Figura 3.27 se muestra la curva I-V oscura de un panel solar, de la cual se pueden obtener los valores de las resistencias serie y paralelo, y los factores de idealidad para el modelo de un diodo y para los métodos de corrección de curvas I-V a STC. En estudios realizados en [98] y en [99] se revisan métodos para la evaluación de parámetros eléctricos del panel con este tipo de curvas.

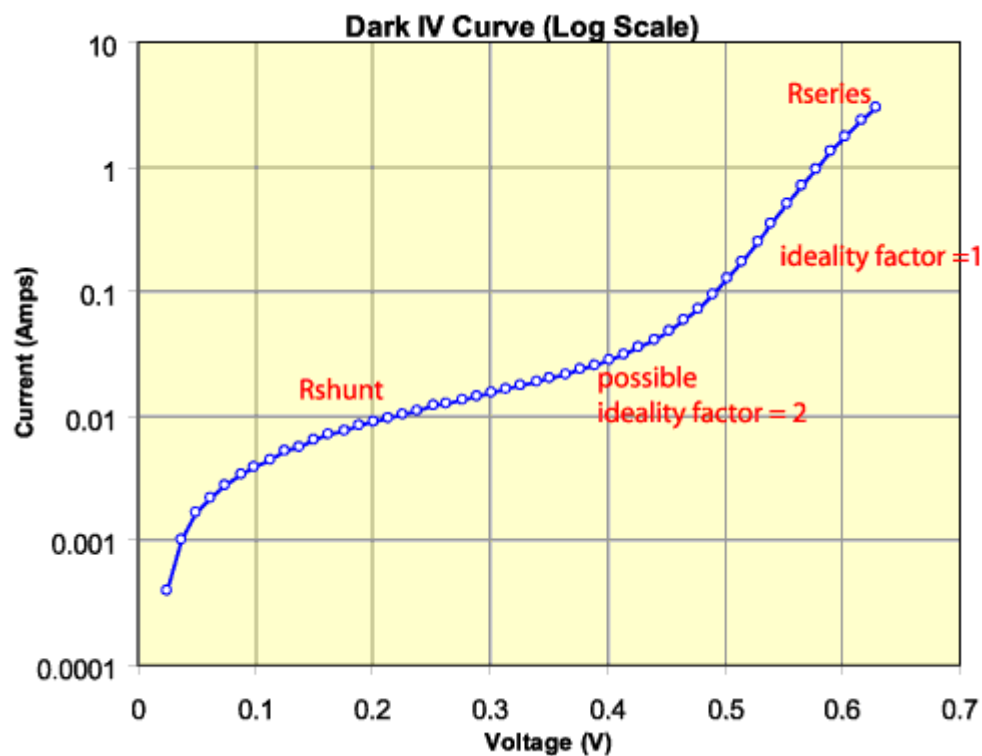


Figura 3.27. Curva I-V oscura de un panel fotovoltaico [100]

3.5.2. Bias eléctrico para la detección de PID

Esta técnica consiste en cortocircuitar los terminales del panel y conectarlos con una fuente de alta tensión con el objetivo de “cargar” a las celdas con un potencial negativo y así poder capturar una imagen EL o mediante la traza de la curva I-V oscura (Figura 3.28). Es un procedimiento destructivo pues acelera el deterioro del panel, pero dependiendo del electrodo que se utilice para la prueba, puede evitar que el deterioro continúe. En un panel con fallas previas permite la detección más simple de celdas afectadas por este tipo de deterioro.

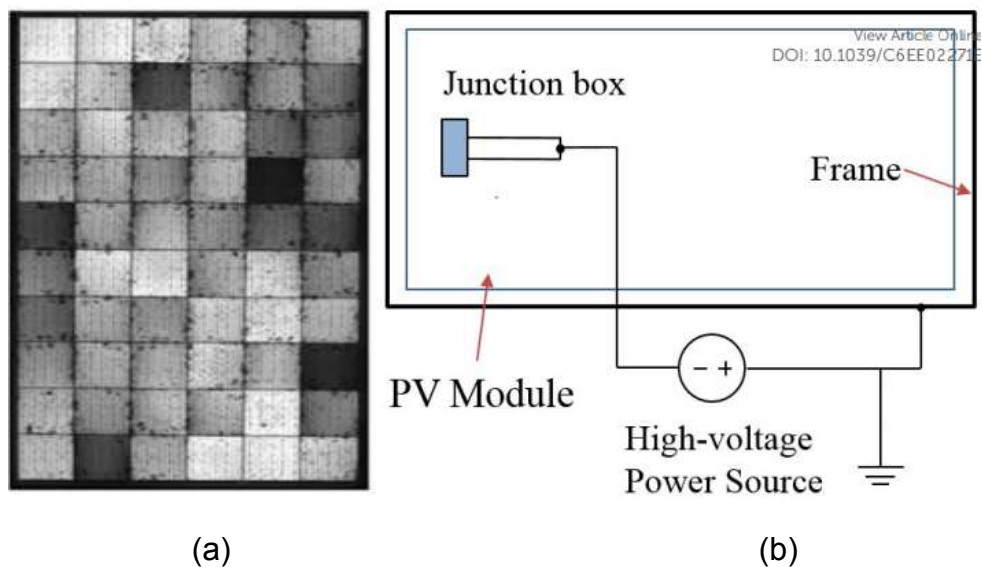


Figura 3.28. Bias eléctrico para la detección de PID (a) módulo nuevo luego del tratado con bias (b) diagrama de conexión [101]

3.5.3. Fotoluminiscencia

Es una técnica que se basa en excitar al panel solar fotovoltaico con una fuente de luz de alta intensidad, con lo que las celdas emiten una radiación en el espectro infrarrojo. Se usa para el mismo objetivo que la electroluminiscencia (Figura 3.29), pero tiene la ventaja de que la imagen se puede tomar con una luz externa y sin la necesidad de alimentar el panel ni causar estrés eléctrico en el mismo [102].

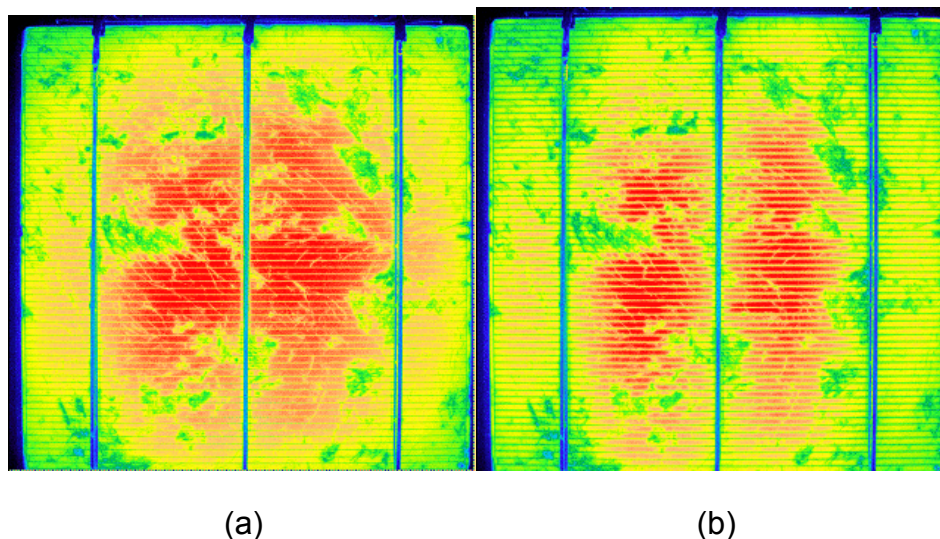
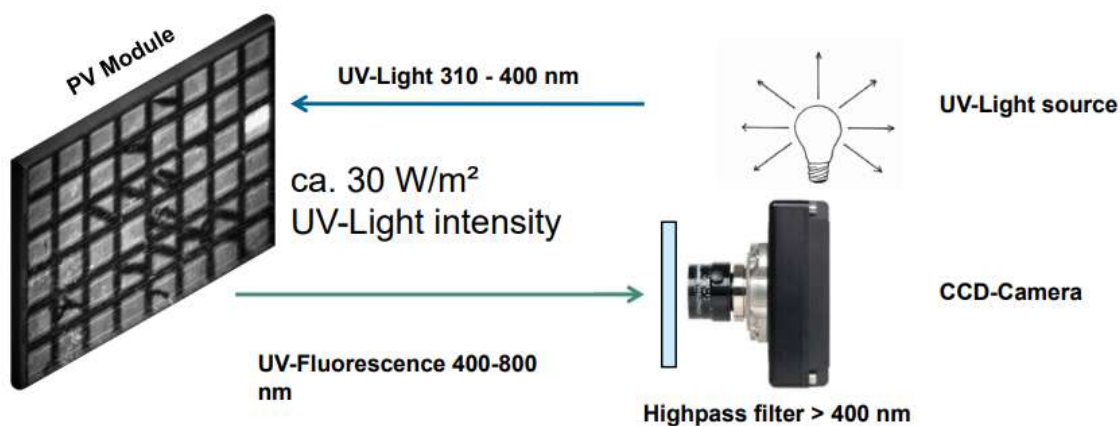


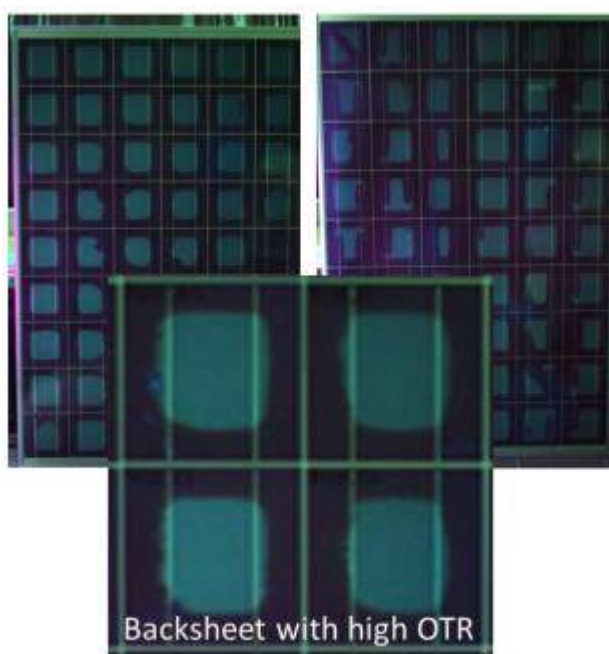
Figura 3.29. Imágenes de luminiscencia de celdas fotovoltaicas (a) electroluminiscencia (b) fotoluminiscencia [103]

3.5.4. Fluorescencia UV

Se basa en la utilización de un espectrómetro o una cámara con un filtro y una fuente de radiación ultravioleta [104]. El panel debe ser irradiado con la luz UV y el espectrómetro captura la fluorescencia de la celda (Figura 3.30). Esta técnica puede ser utilizada para encontrar delaminación en celdas y burbujas de oxígeno que pueden formarse en el encapsulante o en la capa posterior de protección del panel.



(a)



(b)

Figura 3.30. Fluorescencia UV de paneles fotovoltaicos (a) esquema de prueba [105]
(b) imagen capturada con delaminación [104]



Capítulo 4. Análisis de deterioro de paneles fotovoltaicos. Caso de estudio: Laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca

4.1. Introducción

En base a la bibliografía existente sobre los modos de deterioro de paneles fotovoltaicos, se realizó el análisis del deterioro en los paneles del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca, el cual está ubicado en el campus Balzay en la ciudad de Cuenca, Ecuador.

El laboratorio de microrred eléctrica está descrito en [106] y cuenta con generación fotovoltaica con las siguientes características principales:

- Capacidad nominal: 35kWp
- Número total de paneles: 140
- Potencia de paneles: 250Wp
- Distribución: 2 grupos de paneles
 - Grupo 1:
 - 4 strings de 15 paneles monocristalinos fijos, marca Atersa, modelo A-250M, orientados a un ángulo de 5° norte, capacidad de 15kWp, inversor independiente marca GPTEch.
 - 4 strings de 15 paneles policristalinos fijos, marca Atersa, modelo A-250P, orientados a un ángulo de 5° norte, capacidad de 15kWp, inversor independiente marca GPTEch.
 - Grupo 2:
 - 1 string de 16 paneles policristalino con seguidor de 1 eje dirección Este-Oeste, marca Atersa, modelo A-250P, con capacidad nominal de 4kWp.
 - 1 string de 4 paneles policristalinos con seguidor de 2 ejes, marca Atersa, modelo A-250P, con capacidad nominal de 1kWp.
 - 1 inversor para los dos strings, marca Fronius con capacidad nominal de 5kW.
- Sistema SCADA en LabView

Los paneles fotovoltaicos fueron instalados en el año 2015, por lo que hasta la fecha de elaboración del presente trabajo de tesis tienen aproximadamente 5 años de uso, por lo tanto, se encuentran dentro del periodo de garantía del fabricante.

La distribución de los paneles de la granja solar se muestra en la Figura 4.1. También se observa la numeración de los paneles la cual se utilizará en las siguientes secciones para hacer referencia a los modos de deterioro encontrados.

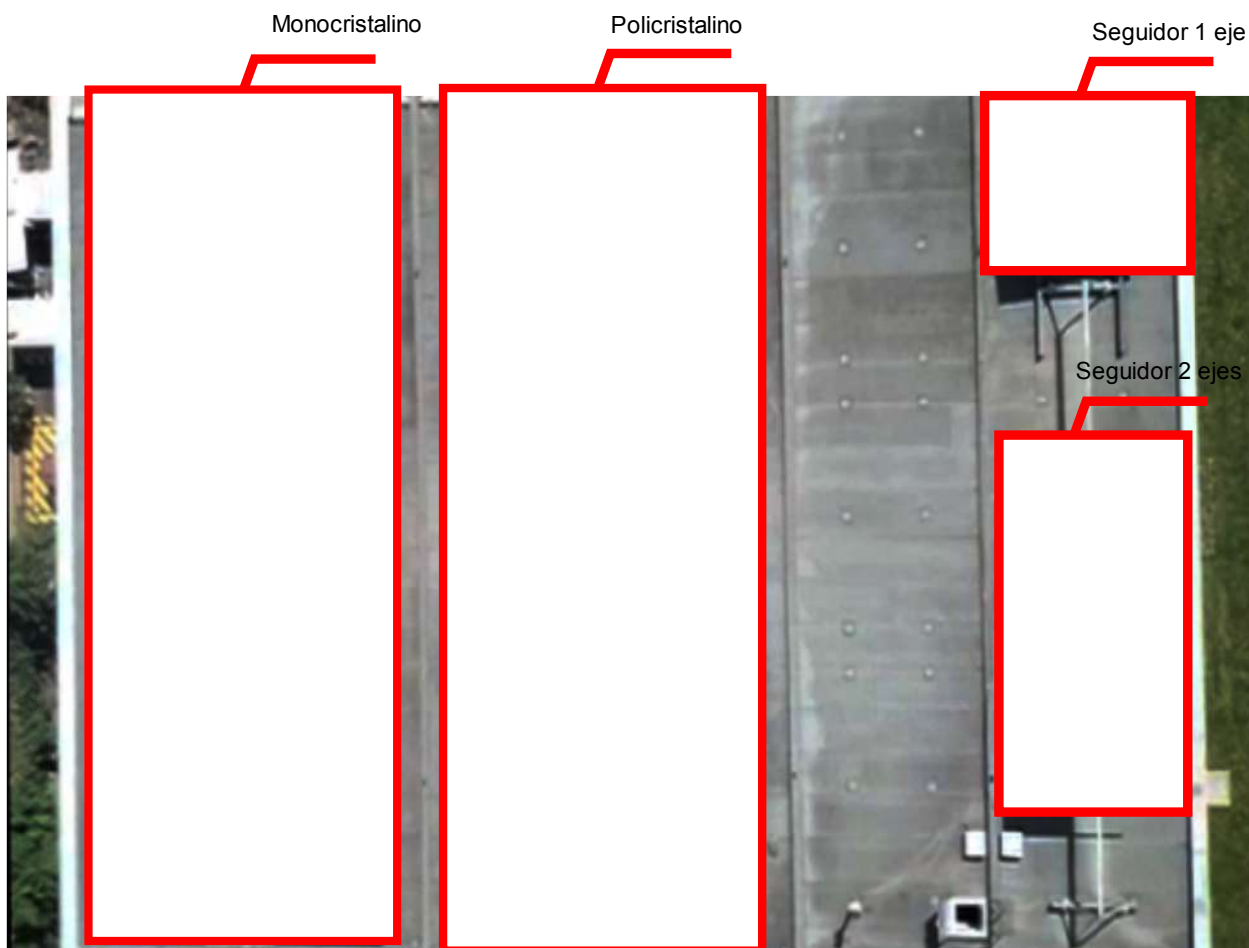


Figura 4.1. Distribución de paneles fotovoltaicos del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca

4.2. Técnicas de detección de deterioro utilizadas

Luego de la revisión de las técnicas de detección de deterioro existentes, se realizó una selección de las mismas basándose en criterios como el costo de implementación, la facilidad de encontrar los elementos requeridos en el mercado nacional, en la cantidad y calidad de resultados y modos de deterioro que se pueden identificar, y en la frecuencia de utilización en publicaciones científicas del tema. De esta manera se utilizaron las siguientes técnicas:

- Termografía



- Análisis de curvas I-V
- Electroluminiscencia

Las técnicas utilizadas fueron ejecutadas utilizando tanto equipos profesionales como alternativas de bajo costo para obtener resultados óptimos para el análisis de deterioro de los paneles fotovoltaicos del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca.

4.2.1. Termografía

Como se mencionó en el capítulo 2, la termografía es una técnica común en la Operación y Mantenimiento (O&M) en granjas solares fotovoltaicas utilizada para detectar puntos calientes causados por el deterioro de las celdas o por sombreado [107]. Los puntos calientes en el corto plazo pueden comprometer el desempeño del panel y en el largo plazo pueden causar daños permanentes si no son atendidos a tiempo. La termografía infrarroja en paneles fotovoltaicos es una técnica que generalmente utiliza cámaras térmicas de alta resolución para obtener información detallada sobre la temperatura de cada celda dentro de un panel.

Estas cámaras térmicas de alta resolución y de grado profesional son equipos de costos elevados, sin embargo, existen alternativas de bajo costo que son direccionadas al mercado de fallas en sistemas automotrices o en la industria de la construcción. Debido a que no se encontró casos específicos en la bibliografía que validen el uso de cámaras térmicas de bajo costo para su utilización en sistemas fotovoltaicos se procedió a realizar un estudio al respecto.

4.2.1.1. Cámaras térmicas profesionales y cámaras térmicas de bajo costo

Las cámaras térmicas de alta resolución son equipos costosos debido a sus características especiales y precisión, entregando a los investigadores imágenes de alta calidad para analizar la degradación del panel. En la Tabla 4.1 se muestra una comparación de características y costos de las cámaras profesionales más utilizadas en estudios de termografía en paneles fotovoltaicos.



Tabla 4.1. Características y precios de cámaras térmicas infrarrojas utilizadas en análisis térmico de paneles fotovoltaicos

Marca	Flir	Flir	Testo	Flir
Modelo	SC655	TAU2	870-2	i3
Calidad de imagen térmica (píxeles)	640x480	640x512	160x120	60x60
Sensitividad térmica	<0.1°C	<0.1°C	<0.1°C	<0.15°C
Precio (USD)	\$26,990.00	\$6,000.00	\$2,528.00	\$1,295.00
Precio/Resolución (USD/píxel)	0.0875	0.0183	0.1316	0.3597

Las opciones mostradas en la Tabla 4.1, son consideradas de alta resolución y de grado profesional, en las cuales la resolución del sensor permite un análisis detallado de patrones de temperatura. Se observa también que la razón de precio por resolución es menor en las cámaras de precios más elevados, entre las cuales la cámara FLIR TAU2 es la de menor precio por píxel. Las cámaras de alta resolución y de grado profesional tienen un alto costo, lo cual se convierte en un inconveniente para centros de investigación o estudiantes con presupuestos limitados, sin embargo, existen alternativas de bajo costo en el mercado que pueden resultar interesantes para el análisis térmico de granjas fotovoltaicas de pequeña escala y para laboratorios de investigación, entregando información que permite la toma de acciones iniciales si se detecta alguna anomalía. En la Tabla 4.2 se muestran las cámaras térmicas utilizadas en el presente trabajo de tesis.

Tabla 4.2. Características y precios de cámaras térmicas infrarrojos de bajo costo

Marca	Caterpillar	Flir	Flir
Modelo	CAT s60	One Pro	TG167
Calidad de imagen térmica (píxeles)	80x60	160x120	80x60
Sensitividad térmica	<0.15°C	<0.15°C	<0.15°C
Precio (USD)	\$428.00	\$388.92	\$399.99
Precio/Resolución (USD/píxel)	0.089	0.015	0.083

Los precios en la Tabla 4.2, fueron tomados de proveedores en línea de renombre en Estados Unidos, sin considerar el costo de envío, impuestos de nacionalización u otros. Estas cámaras tienen costos inferiores a los 500USD, lo cual las convierte en alternativas de fácil adquisición en comparación con modelos más costosos. En la Figura 4.2, se muestran imágenes capturadas con estas cámaras de bajo costo en paneles de la Universidad de Cuenca. Todas las cámaras tienen un comportamiento similar, pero la FLIR One Pro, al tener un sensor de mayor resolución presenta una imagen de mayor detalle.

Por otro lado, la imagen tomada con la FLIR TG167 tiene un sensor de baja resolución, pero esto puede ser considerado una ventaja para el tratamiento de imágenes donde una menor resolución se convierte en menor esfuerzo computacional para su tratamiento.

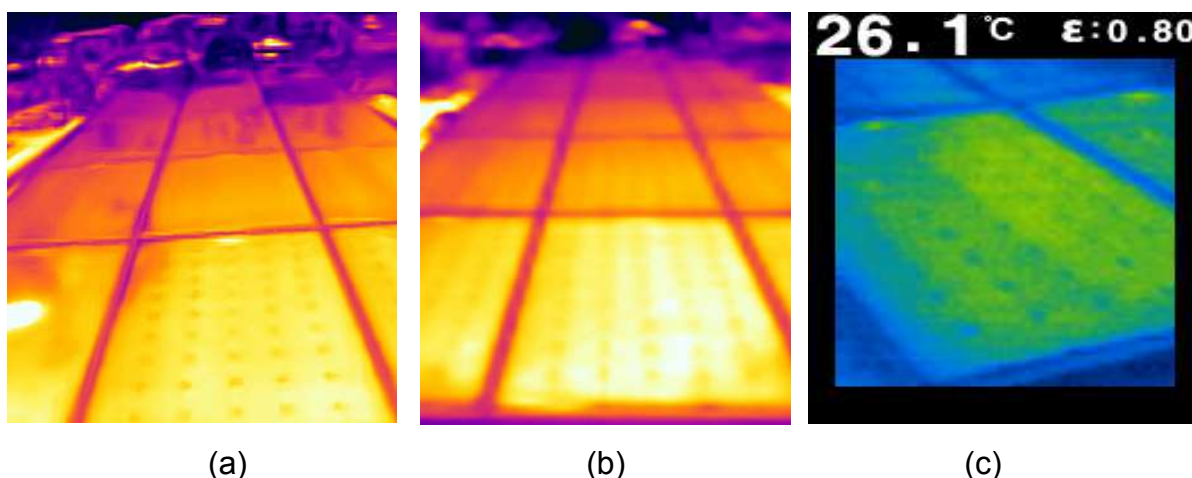


Figura 4.2. Imagen térmica de un panel fotovoltaico del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca capturada por (a) cámara FLIR One Pro (b) Cámara Caterpillar Cat S60 (c) cámara FLIR TG167

La Tabla 4.3, muestra los metadatos obtenidos de las imágenes tomadas con la cámara FLIR One Pro, correspondiente a la temperatura de cada pixel en la imagen. Esta información permite el análisis de temperatura de cada punto en la imagen.

Otras alternativas como la cámara FLIR TG167 no proveen metadatos de las imágenes. Esto hace necesario el uso de técnicas de procesamiento de imágenes para estimar la temperatura basada en la intensidad del color o confiar en la lectura del sensor interno de temperatura de la cámara.

Tabla 4.3. Metadatos de imágenes tomadas con una cámara FLIR One Pro.

Fila /columna	Pixel [1,2]	Pixel [1,3]	Pixel [1,4]	Pixel [1,5]	Pixel [1,n]
Pixel [2,1]	25.331	25.331	25.331	25.331	...
Pixel [3,1]	25.338	25.338	25.338	25.338	...
Pixel [4,1]	25.354	25.354	25.354	25.346	...
Pixel [5,1]	25.376	25.376	25.376	25.369	...
Pixel [6,1]	25.407	25.407	25.399	25.392	...
Pixel [7,1]	25.437	25.437	25.43	25.422	...
Pixel [8,1]	25.468	25.46	25.46	25.445	...
...

Analizando un panel solar con anomalías se identificaron tres puntos de interés: La celda con deterioro, un punto del panel sin deterioro, y la caja de conexiones (Figura 4.3). Utilizando las cámaras FLIR One Pro y la Cat S60 estos puntos fueron identificados como T1, T2 y T3 con temperaturas de 51.3°C, 35.3°C y 35.2°C respectivamente.

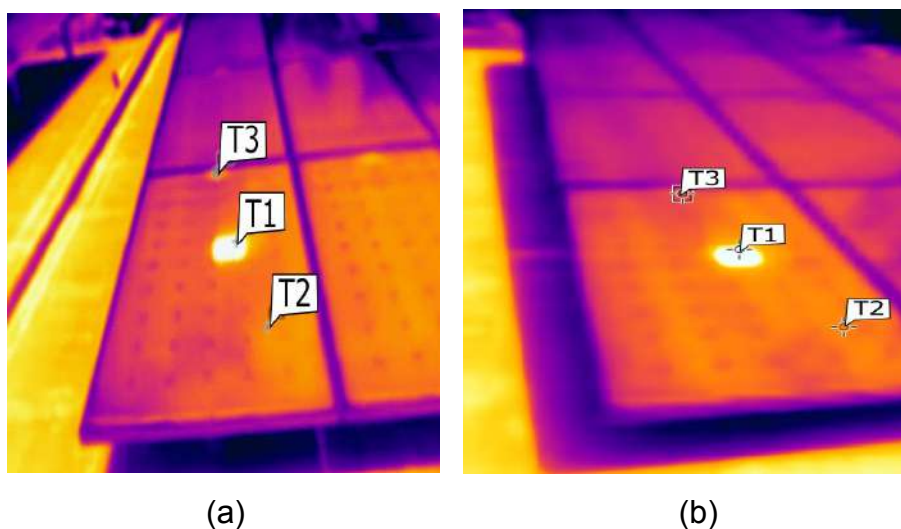


Figura 4.3. Imagen térmica de un panel con deterioro capturado por (a) cámara FLIR One Pro (b) cámara Cat S60

En la Figura 4.3a la diferencia de temperatura entre la celda con deterioro y un área diferente del panel alcanza un $\Delta T = 15.9^\circ\text{C}$ con una temperatura máxima de 52°C en la imagen. Estudios indican que una temperatura de 51.3°C en la celda puede ser considerada como una falla significativa [97] por lo que se requiere un mantenimiento al corto plazo. Además, según [94] el valor obtenido indica una “falla media”. Por otro lado, en la Figura 4.3b se observan tres puntos identificados como T1, T2 y T3 con temperaturas de 53.6°C , 36.9°C y 38.4°C respectivamente. Aquí, la diferencia de temperatura entre los puntos de interés alcanza un $\Delta T = 14.8^\circ\text{C}$ entre la celda con deterioro y un punto adyacente sin deterioro, con una temperatura máxima de 53.2°C , por lo que puede considerarse de igual manera una falla significativa o media en función del criterio aceptado.

Se realizó la reconstrucción de una gráfica de intensidad utilizando la tabla de temperaturas obtenidas de los metadatos de las imágenes (Figura 4.4), donde cada pixel está dado por la ecuación 26.

$$\text{pixel} = (\text{Posición en } X, \text{Posición en } Y, \text{temperatura}) \quad (\text{Eq.26})$$

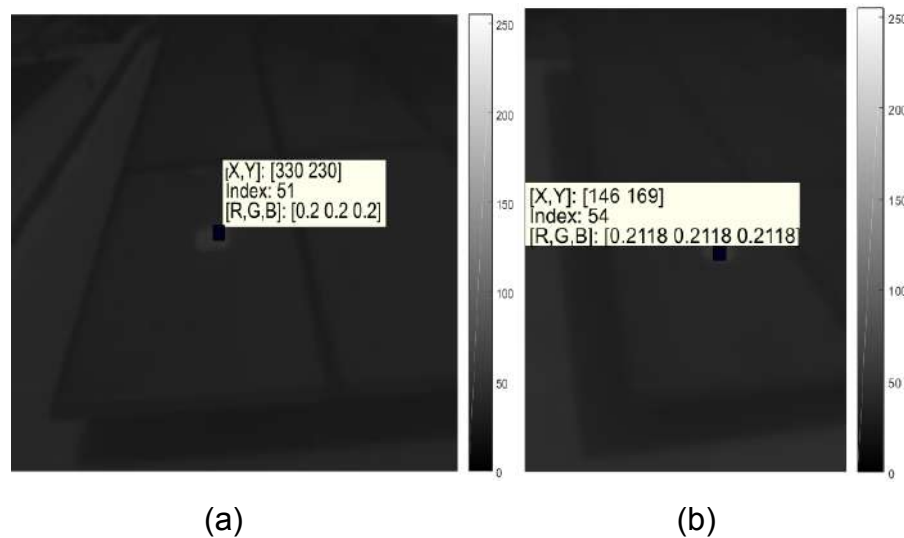


Figura 4.4. Imagen reconstruida desde una tabla de temperaturas (a) cámara FLIR One Pro (b) cámara Cat S60

El gráfico de intensidad de la Figura 4.4 puede ser confundido con una imagen en escala de grises, pero este algoritmo no fue utilizado, en cambio, es una gráfica directa de la intensidad del píxel obtenida de los metadatos de la imagen térmica. Esto representa una ventaja importante debido a que la temperatura exacta de cada elemento en la imagen puede ser obtenida sin ningún tipo de procesamiento de imágenes. Se realizó una gráfica de dispersión X-Y en Matlab (Figura 4.5), donde se obtiene la dispersión de los valores de temperatura, identificando la temperatura máxima correspondiente a la celda con deterioro, en este caso 52°C , y una temperatura máxima de 43°C para otro

punto del panel. Esto indica un valor de $\Delta T = 9^\circ\text{C}$, que según [94] significaría una “Falla leve”.

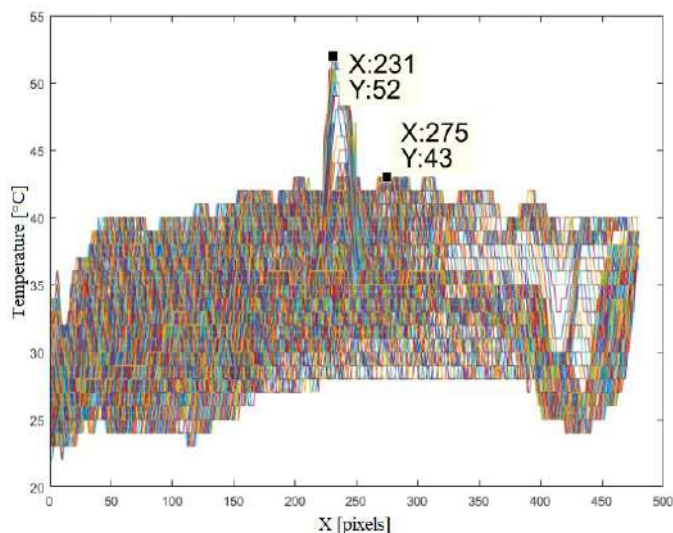


Figura 4.5. Dispersión X-Y de la imagen térmica de un panel con un punto caliente

La Figura 4.6, muestra una representación de la temperatura del panel con punto caliente en una malla tridimensional, donde se puede observar el arreglo de las intensidades térmicas, permitiendo la identificación del punto más caliente de la imagen.

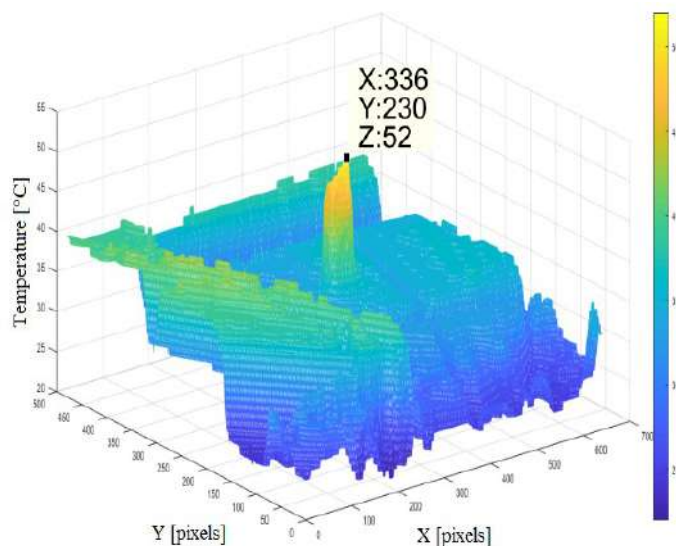


Figura 4.6. Malla tridimensional de una imagen térmica tomada de un panel con un punto caliente

También, en la Figura 4.7, se muestra un análisis de contorno de la imagen térmica del panel con punto caliente. El contorno es una proyección en el eje z (temperaturas) en una imagen de dos dimensiones, que puede ser utilizado como una aproximación para la detección de bordes para identificar modos de deterioro.

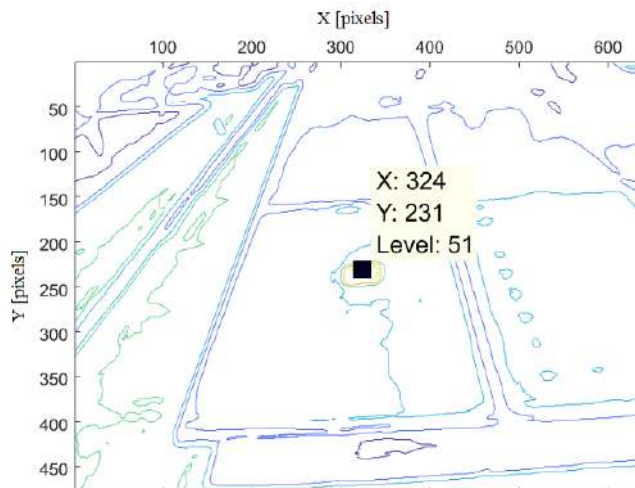
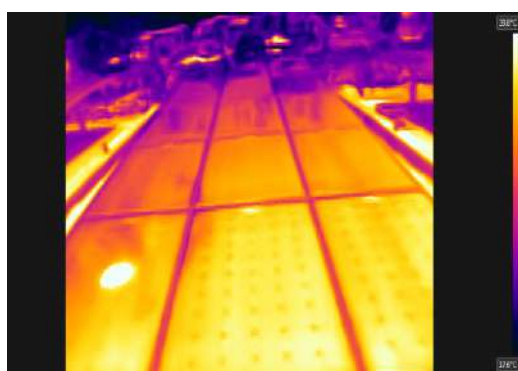
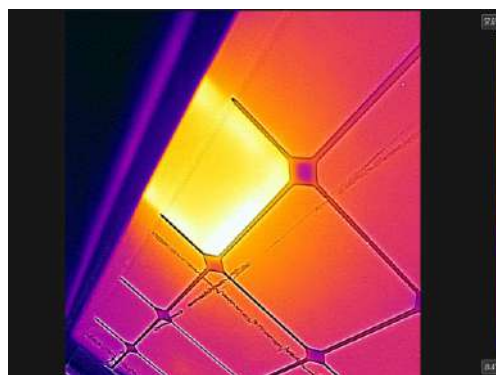


Figura 4.7. Análisis de contorno de la malla tridimensional de la imagen térmica

También se revisaron imágenes térmicas “estáticas”, las cuales son imágenes térmicas que no poseen metadatos con información sobre la temperatura de cada píxel, es decir es una imagen similar a la que se obtiene con cualquier cámara comercial. Generalmente, una imagen térmica estática provee un mapa de color (barra lateral que indica la relación entre el color de la imagen y la temperatura) como se muestra en la Figura 4.8. Este tipo de imágenes son comunes en cámaras de bajo costo y en termómetros infrarrojos.



(a)



(b)

Figura 4.8. Imagen estática obtenida por una cámara térmica con un mapa de color en el lado derecho (a) String fotovoltaico con panel con punto caliente (b) Imagen térmica de la parte posterior de celda con deterioro

Para obtener la temperatura estimada del píxel, la imagen es inicialmente convertida a una escala de grises, luego se normalizan los valores de intensidad para encontrar los nuevos valores de cada píxel según la ecuación 27.

$$Temperatura_{pixel} = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \times Intensidad \quad (\text{Eq. 27})$$

La imagen de escala de grises obtenida se muestra en la Figura 4.9. Los nuevos valores de intensidad de los píxeles corresponden a una temperatura normalizada.

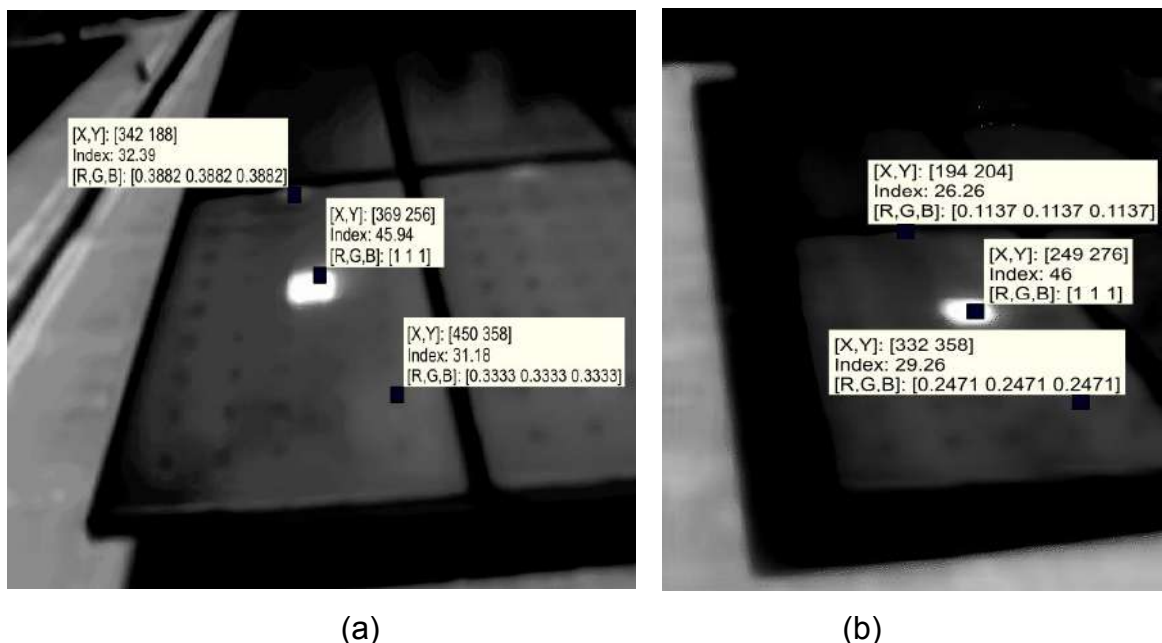


Figura 4.9. Imagen estática estándar en escala de grises mostrando la temperatura. Capturada por (a) FLIR One Pro (b) Cat S60

La dispersión XY se muestra en la Figura 4.10, donde la máxima temperatura del píxel es 45.94°C, sin embargo, se observa una pérdida de detalles debido a la normalización, ocasionando un decremento en la precisión. También se observa que la amplitud de los valores de píxeles se incrementa en áreas diferentes a la de la celda con falla y que existen más píxeles con temperaturas bajas. Este comportamiento es causado por la normalización y las limitaciones del tipo de formato de la imagen (jpeg).

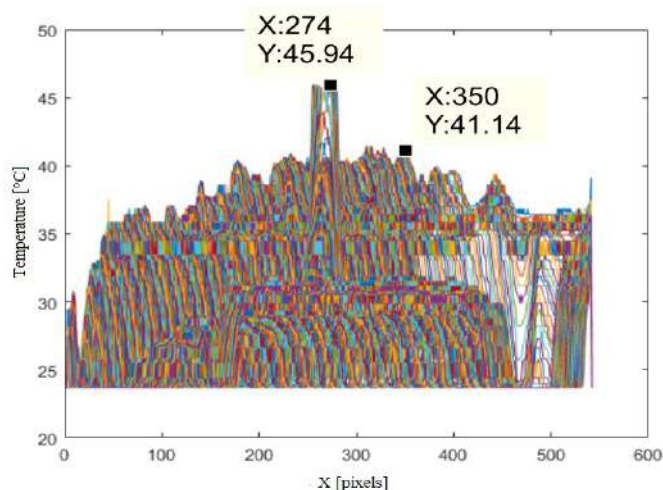


Figura 4.10. Dispersión de la imagen estática obtenida por una cámara FLIR One Pro

Repetiendo el procedimiento para la matriz tridimensional en una imagen estática, se obtiene la gráfica mostrada en la Figura 4.11. Se observa un comportamiento similar al obtenido con la imagen térmica, con la diferencia en la máxima temperatura obtenida, y de la misma forma que en la dispersión XY, una mayor cantidad de valores son observados en la base del gráfico dentro del rango inferior de temperaturas de la imagen.

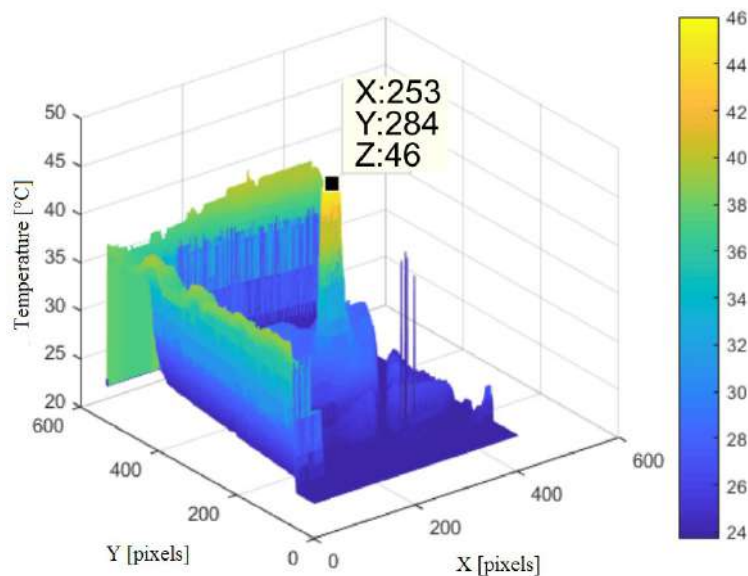
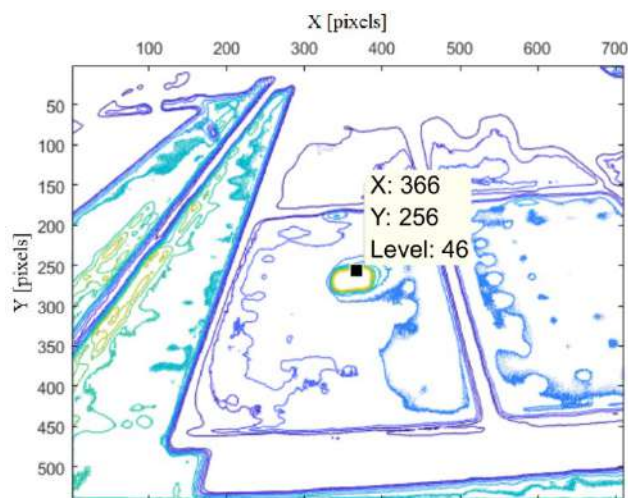
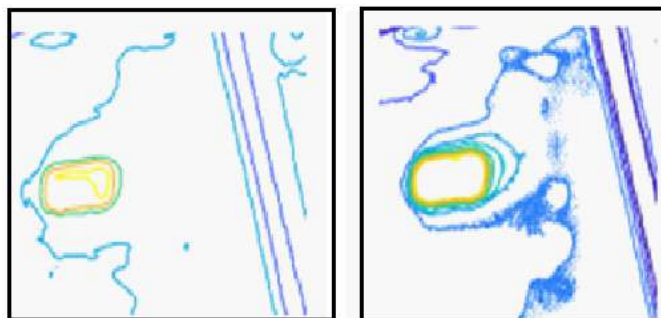


Figura 4.11. Malla tridimensional de una imagen estática de un panel con un punto caliente obtenida con una cámara Cat S60.

Finalmente, repitiendo el contorno de la malla, se obtiene la gráfica mostrada en la Figura 4.12a. Se observa que debido a la normalización de la imagen existen áreas marcadas del gradiente de temperatura que pueden interferir o complicar el uso de algoritmos de identificación de geometrías en procesamiento de imágenes. La variación entre diferentes técnicas se muestra en la Figura 4.12b.



(a)



(b)

Figura 4.12. Contorno de una malla tridimensional de un panel con un punto caliente (a) obtenida de una imagen estática (b) comparación entre contornos de una imagen térmica (izquierda) y de una imagen estática (derecha)

Existen también los termómetros infrarrojos con una cámara térmica como el FLIR TG167 no proveen de un mapa de color o tablas de temperaturas en la captura de imagen. Sin embargo, pueden proporcionar información importante para la detección manual de puntos calientes en paneles fotovoltaicos. En la Figura 4.13 se muestra una imagen estática obtenida con este tipo de cámara, donde se observa que la celda con deterioro se puede diferenciar fácilmente.

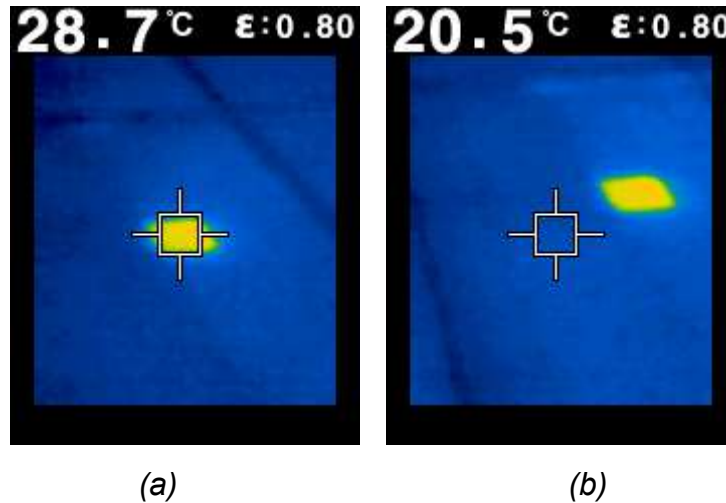


Figura 4.13. Imagen estática sin mapa de color tomada por una cámara TG167 (a) punto caliente detectado y temperatura obtenida (b) área del panel sin deterioro

Para validar la utilización de cámaras térmicas de bajo costo se utilizó como primer método el trazado de curvas I-V/P-V del panel con el punto caliente detectado, la cual se muestra en la Figura 4.14, donde se puede observar que el voltaje del panel en el MPP disminuye cerca de 16Vdc y la curva tiene una desviación de escalera lo cual es un comportamiento típico de una celda sombreada [63], [108]–[110].

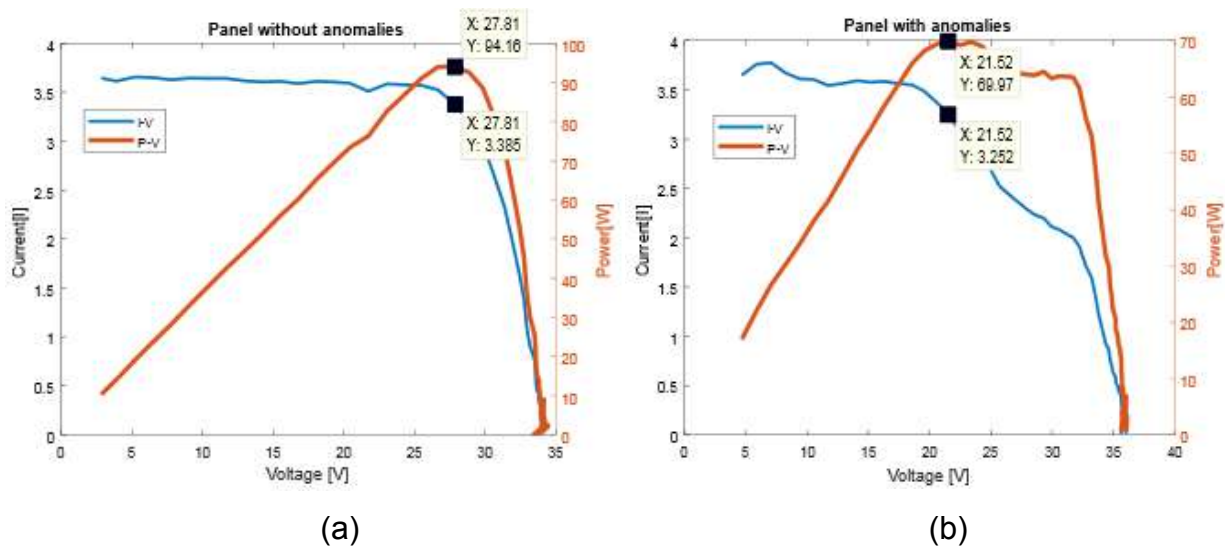
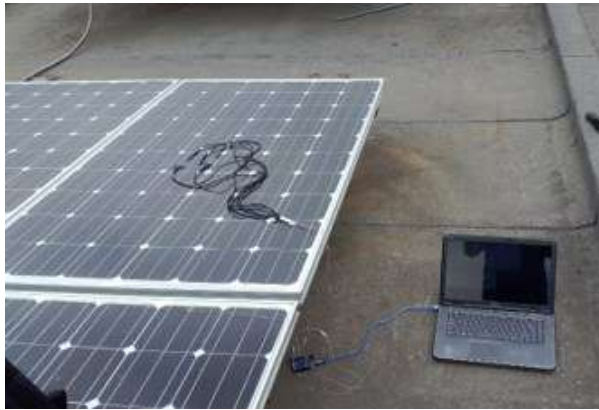
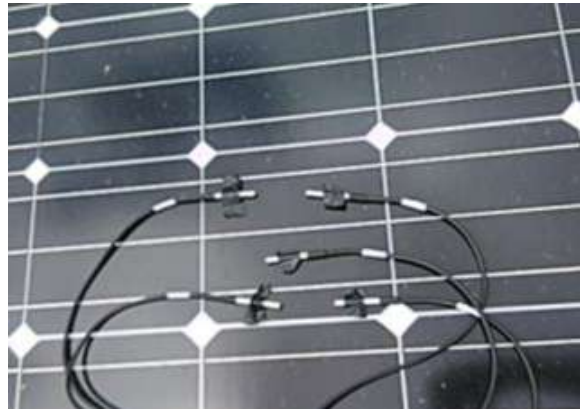


Figura 4.14. Curvas I-V/P-V de un panel con deterioro o anomalías y de un panel sin deterioro de las mismas características (a) Curva I-V (b) Curva P-V

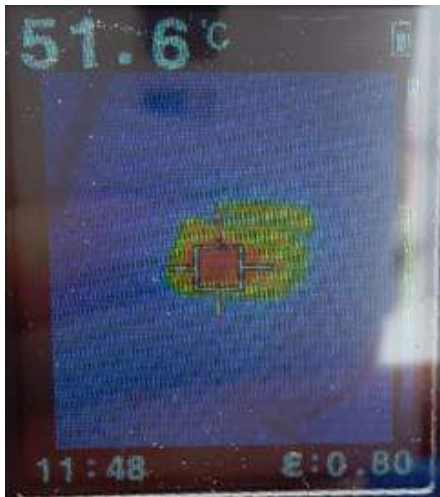
Como un segundo método de validación se utilizó una matriz de sensores de temperatura (Figura 4.15a) para determinar la temperatura de la celda (Figura 4.15b). Con esto se obtuvo un valor promedio de 57.98°C , por otro lado, utilizando la cámara FLIR TG167 se obtuvo un valor de 51.6°C (Figura 4.15c), y utilizando la cámara Cat S60 se alcanzó un valor de 63.1°C (Figura 4.15d), es decir un error de 5°C .



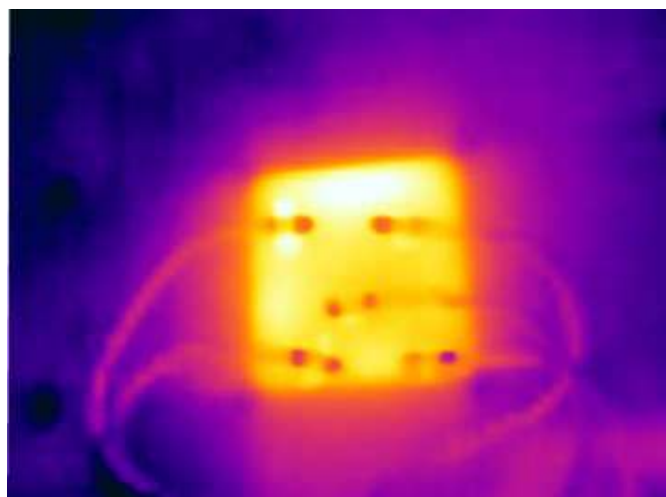
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.15. Validación por matriz de sensores (a) equipos para la medición (b) sensores colocados en la celda (c) imagen capturada con la TG167 (d) imagen térmica de la cámara Cat S60.

Una vez revisadas las imágenes térmicas con las cámaras de bajo costo, en la Tabla 4.4 se realizó una comparación de su error relativo. Se observa que el error es muy bajo, menor al 10% en muchos casos, salvo para el análisis de dispersión el cual es del



46.67%. De esta manera se comprobó que una cámara térmica de bajo costo es una herramienta viable para la termografía en paneles fotovoltaicos.

Tabla 4.4. Resultados de comparación entre cámaras térmicas de bajo costo

Parámetro	Imagen térmica	Imagen estática	Error absoluto	Error relativo
T caja de conexión	35.20°C	32.39°C	2.81°C	7.98%
T panel	35.30°C	31.18°C	4.12°C	11.67%
T celda deteriorada	51.30°C	45.94°C	5.36°C	10.45%
ΔT celda deteriorada	16.00°C	15.00°C	1.24°C	7.75%
Dispersión				
T max celda deteriorada	52.00°C	45.94°C	6.06°C	11.65%
T max área adyacente	43.00°C	41.14°C	1.86°C	4.33%
ΔT celda deteriorada	9.00°C	4.80°C	4.20°C	46.67%
Malla tridimensional				
T max celda deteriorada	52.00°C	46.00°C	6.00°C	11.54%
Contorno				
T max celda deteriorada	51.00°C	46.00°C	5.00°C	9.80%

4.2.1.2. Modos de deterioro detectados con termografía

Una vez validado el uso de cámaras térmicas de bajo costo para su utilización en el diagnóstico de modos de deterioro en paneles fotovoltaicos, se procedió a realizar el análisis termográfico de los 140 paneles existentes en el laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca utilizando las cámaras de bajo costo descritas anteriormente. De este análisis únicamente se encontraron 2 paneles monocristalinos con puntos calientes ubicados dentro en un mismo string los cuales se muestran en la Figura 4.16. De estos paneles no se encontraron deterioros visibles como delaminación o sombreado por lo que se ejecutaron otras técnicas de detección.

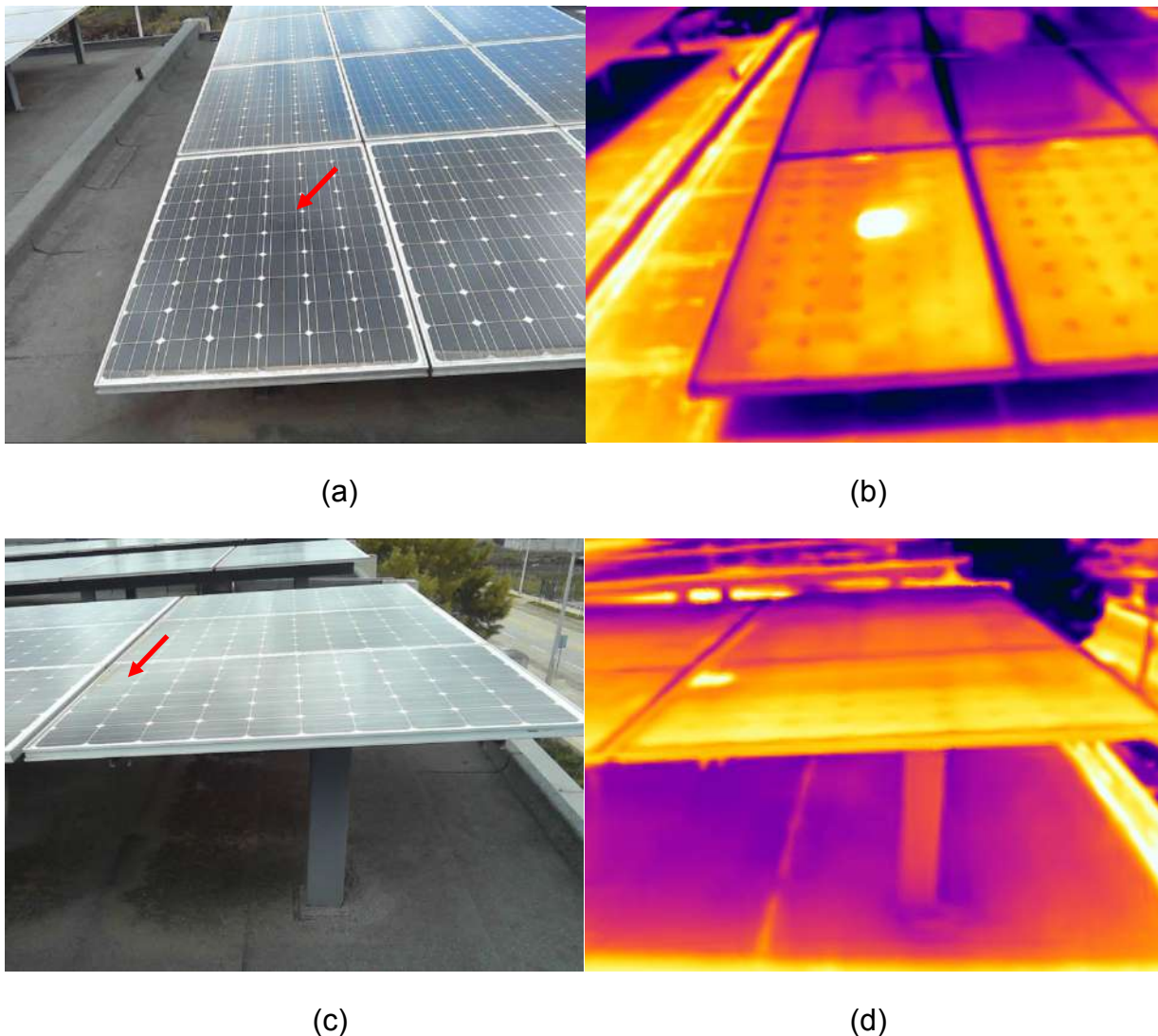


Figura 4.16. Paneles con puntos calientes en el laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca (a) Imagen de luz visible panel P5_013 (b) Imagen térmica panel P5_013 (c) Imagen de luz visible panel P5_003 (d) Imagen térmica panel P5_003

Los demás paneles no presentaron modos de deterioros que se puedan identificar con esta técnica de detección. Las pruebas fueron realizadas al medio día, en condiciones meteorológicas favorables y utilizando el equipo necesario para asegurar la calidad requerida. En el anexo 1, se muestran las imágenes capturadas durante la prueba de termografía.



4.2.2. Electroluminiscencia

Como se mencionó en el capítulo 3, para realizar pruebas de electroluminiscencia en paneles fotovoltaicos se requiere de una cámara que tenga la respuesta correcta ante el espectro de $1150nm$ de una celda fotovoltaica, la cual puede ser de sensores InGaAs, CCD o CMOS. Debido al alto costo de las cámaras InGaAs y la dificultad de conseguirlas en el mercado nacional, se decidió utilizar una cámara con sensor CMOS removiendo los filtros internos infrarrojos con un procedimiento similar al descrito en [111]. La cámara utilizada es de marca Canon, modelos EOS Rebel XS con las características mostradas en la Tabla 4.5.

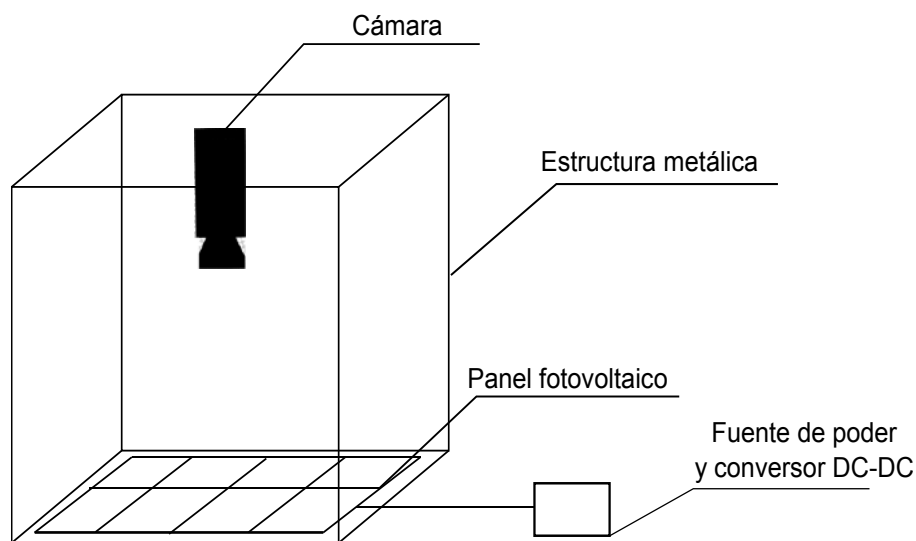
Tabla 4.5. Características principales de la cámara Canon EOS Rebe XS utilizada para electroluminiscencia [112]

Resolución de sensor [Megapíxeles]	10.1
Material del cuerpo	plástico y acero inoxidable
Tipo de sensor óptico	CMOS
Total de píxeles	10500000
Tamaño de sensor óptico	APS-C (14.8x22.2mm)
Factor de reducción	1.6
Procesador de imagen	DIGIC III
Sistema de enfoque	TTL por detección de fase
Puntos de enfoque	7
Formato de imagen	JPEG, RAW
Sensibilidad de luz	Desde ISO 100 hasta ISO 800
Máxima velocidad de obturación	1/4000 segundos
Lente utilizado	EF-S 18-55mm f/3.5-5.6

Para alimentar los paneles se utilizó una fuente de poder programable marca Korad, modelo KA3010P, con 30V y 10A de salida y un convertor DC-DC tipo boost genérico de 8-60V y 0.5-20A de salida regulable mediante potenciómetros. Además, se utilizó una estructura de metal con recubrimiento de cuero sintético como una cámara oscura para evitar la interferencia causada por la luz solar durante las pruebas realizadas durante el día (Figura 4.17a). El panel fue desmontado completamente de la estructura y desconectado del sistema para ser colocado en el interior de la cámara oscura y ser fotografiado (Figura 4.17b).



(a)



(b)

Figura 4.17. Cámara obscura utilizada para tomar las imágenes EL de paneles fotovoltaicos

Para obtener la corriente que debe ser inyectada en el panel para capturar la mejor calidad de imágenes EL y el tiempo de exposición necesario, se realizaron pruebas variando la corriente desde 1A hasta I_{sc} con tiempos de obturación desde 0.1 segundos hasta 2 minutos con el objetivo de obtener resultados óptimos. En la Figura 4.18 se muestran imágenes EL a diferentes corrientes y tiempos de exposición del mismo panel.

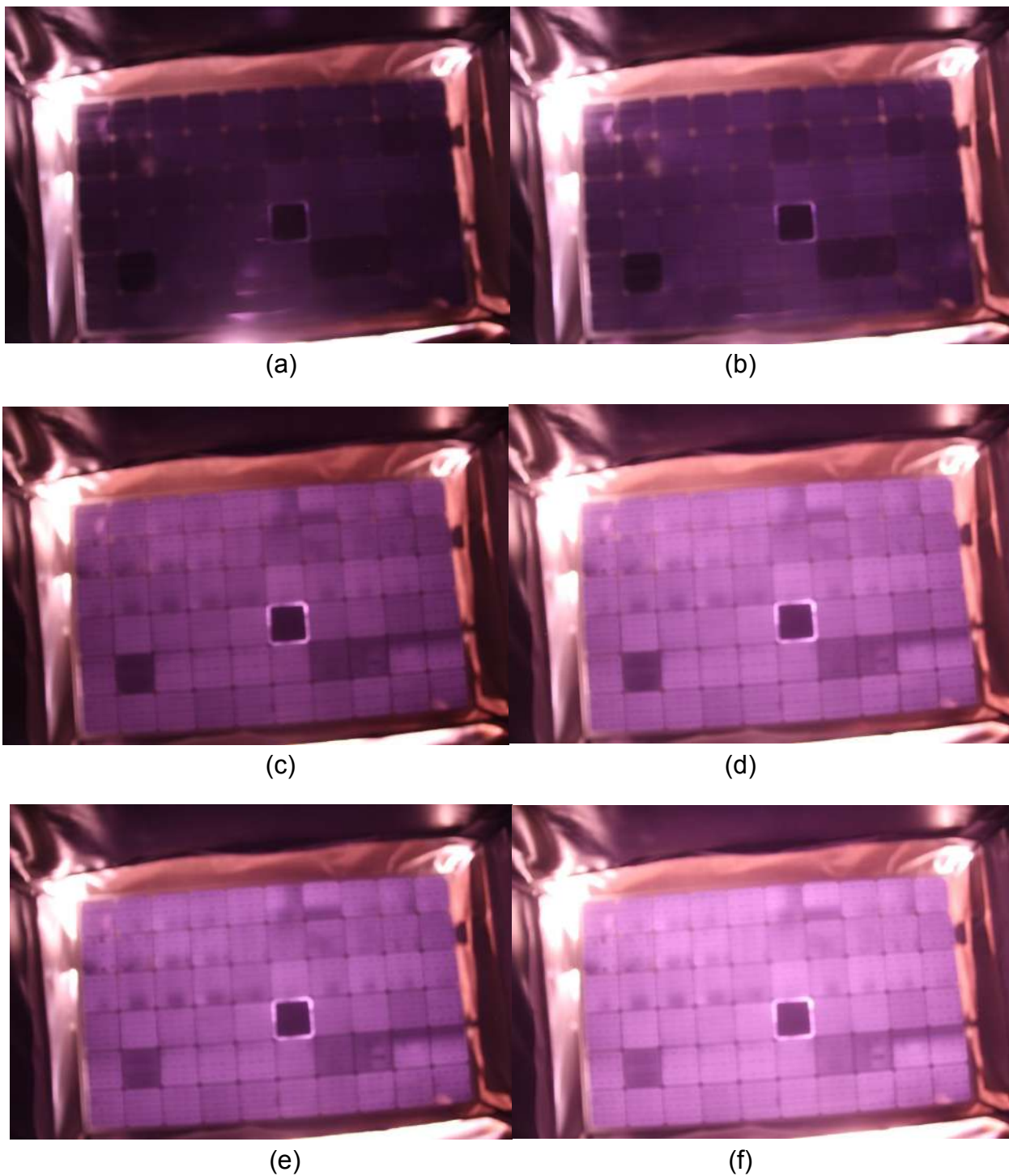


Figura 4.18. Pruebas de captura de imágenes EL con variación de corriente y tiempo de exposición (a) $1/10 I_{sc}$, 60s (b) $1/10 I_{sc}$, 120s (c) $1/2 I_{sc}$, 60s (d) $1/2 I_{sc}$, 120s (e) I_{sc} , 60s (f) I_{sc} , 120s

Con estos resultados se seleccionó una corriente $I=1/2I_{sc}$ y un tiempo de exposición de 60 seg. para todas las mediciones en los paneles del laboratorio. Así, en la Tabla 4.6 se muestran las características principales de la prueba de electroluminiscencia realizada.

Tabla 4.6. Características principales de la prueba de electroluminiscencia

Tensión aplicada al panel	45Vdc
Corriente aplicada al panel	$1/2I_{sc}=4A$
Tiempo de exposición	60 segundos
Distancia entre el panel y el objetivo de la cámara	1.8m
Distancia focal del objetivo	18mm
Apertura del objetivo	f/3.5
ISO	100

Las imágenes mostradas en la Figura 4.18, son las obtenidas directamente de la cámara, sin ningún procesamiento adicional. Así, para facilitar la identificación del deterioro de las celdas del panel se realizó un procedimiento basado en la rotación, el autocontraste, recorte del tamaño, y una escala de grises, de esta manera se obtuvo la imagen mostrada en la Figura 4.19.

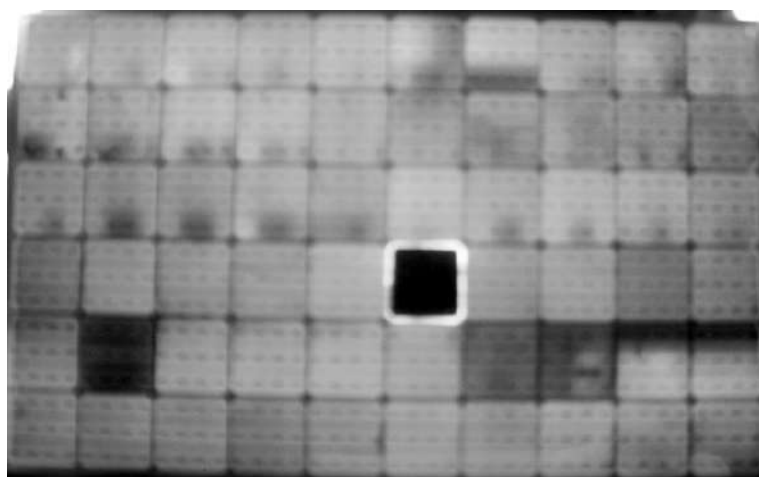


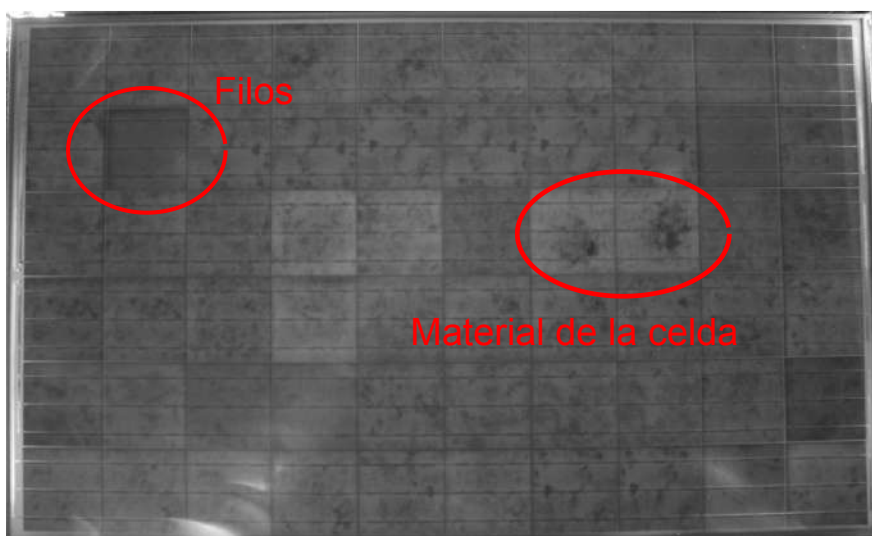
Figura 4.19. Imagen EL de un panel con punto caliente luego del procesamiento

4.2.2.1. Modos de deterioro detectados con electroluminiscencia

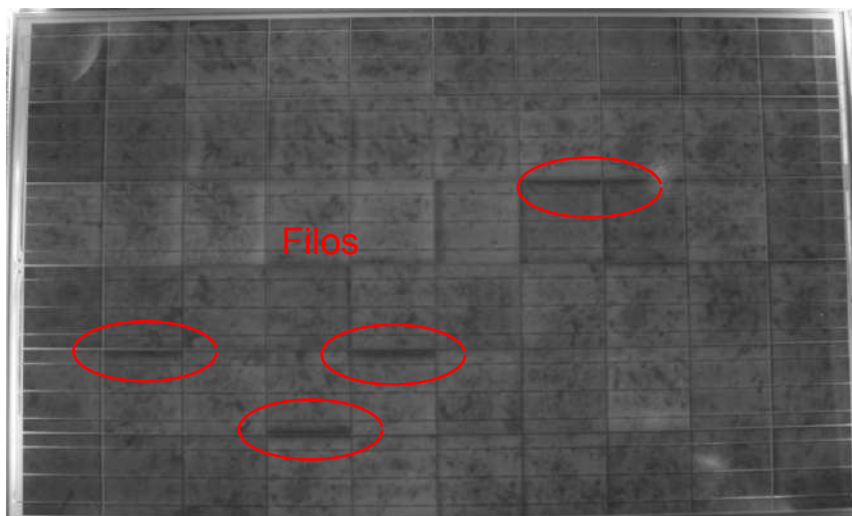
Luego de realizada la prueba de electroluminiscencia en aproximadamente el 50% de los paneles que conforman la instalación fotovoltaica del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca se encontraron varios modos de deterioro. Debido a que los paneles analizados tienen más de un modo de deterioro a la vez, a continuación, se revisarán los más notorios y que tienen un mayor impacto en la pérdida de potencia del panel.

En las pruebas de electroluminiscencia en los paneles policristalinos se encontró que el 28% de los paneles analizados tenían algún modo de deterioro, sin embargo, los modos de degradación encontrados no eran fallas graves o que comprometieran la potencia del panel. Por otro lado, en los paneles monocristalinos se encontraron un 70% de paneles que presentan degradación. Las imágenes capturadas por electroluminiscencia se pueden observar en el Anexo 2.

Así, en la Figura 4.20, se muestran los paneles P1_002 y P4_002 donde se observan señales de reducción de eficiencia de las celdas debido a defectos del cristal de la celda y a degradación de los fillos, lo cual puede ser causado por degradación normal del panel. Según [113] el defecto del cristal de la celda puede ser de “tipo B”, el cual tiene una disminución del 20% de la eficiencia, pero al no tener un gran número de celdas afectadas, el panel no presenta una degradación significativa.



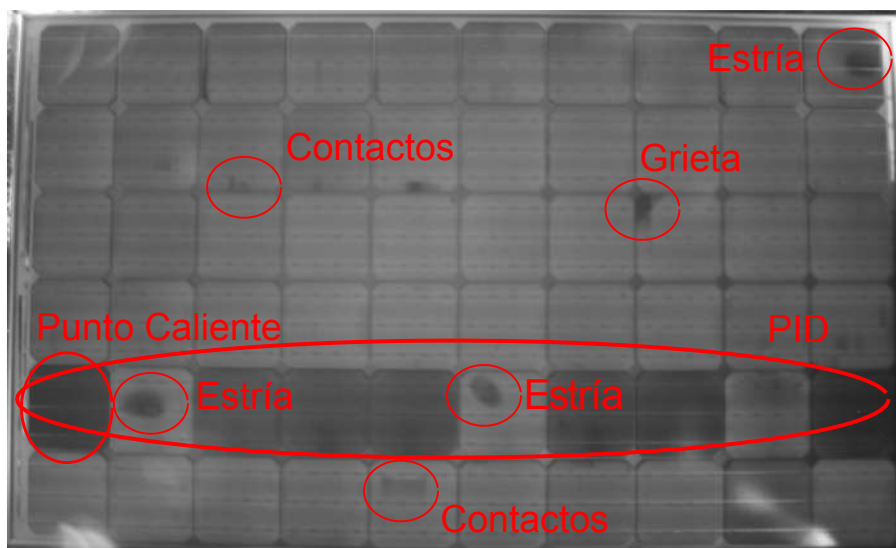
(a)



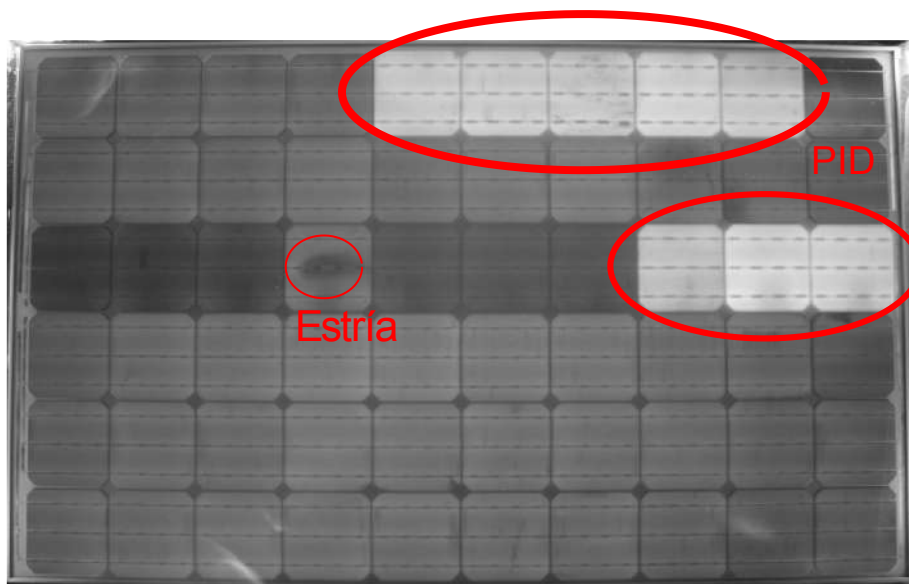
(b)

Figura 4.20. Imágenes EL de paneles (a) P1_002 (b) P4_002

En la Figura 4.21 se muestra la imagen EL de los paneles P5_003 y P5_008 donde podemos observar varios modos de deterioro como contactos entre las líneas de rejilla, grietas en las celdas, efecto PID y estrías. Estas últimas pueden ser el indicio de la formación de oxígeno entre las capas del panel, lo cual puede ocasionar el ingreso de agua y la posterior oxidación de los contactos [114]. De estos, el panel P5_003 es el que mostraba un punto caliente en termografía.



(a)



(b)

Figura 4.21. Imágenes EL de paneles (a) P5_003 (b) P5_008

En la Figura 4.22, se muestra la imagen EL del panel P5_013 el cual también presentó un punto caliente en termografía. Se observa una celda completamente oscura, lo cual puede ser causado por el deterioro total de la celda (celda muerta) o una celda con una eficiencia muy baja.

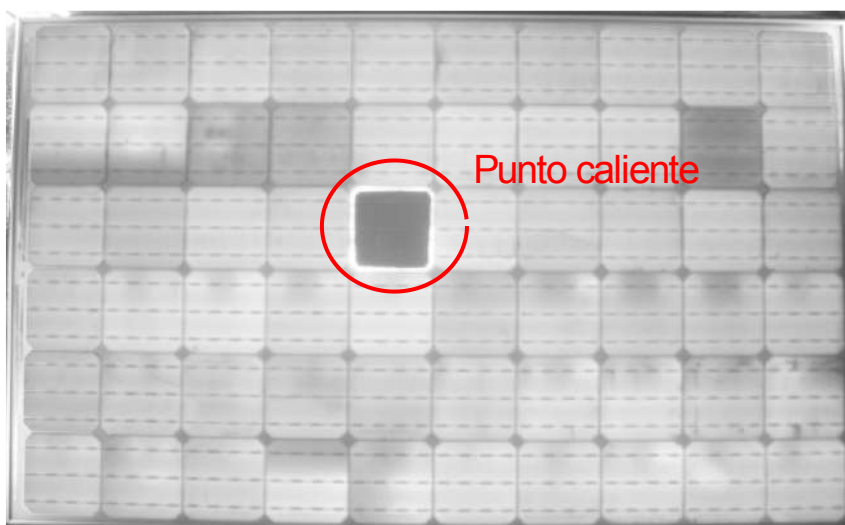


Figura 4.22. Imagen EL del panel P5_013 que presentaba un punto caliente en termografía

En la Figura 4.23 se muestra la imagen EL del panel P6_001 en la cual se observan varias grietas, sin embargo, en la termografía no se observaron anomalías significativas.

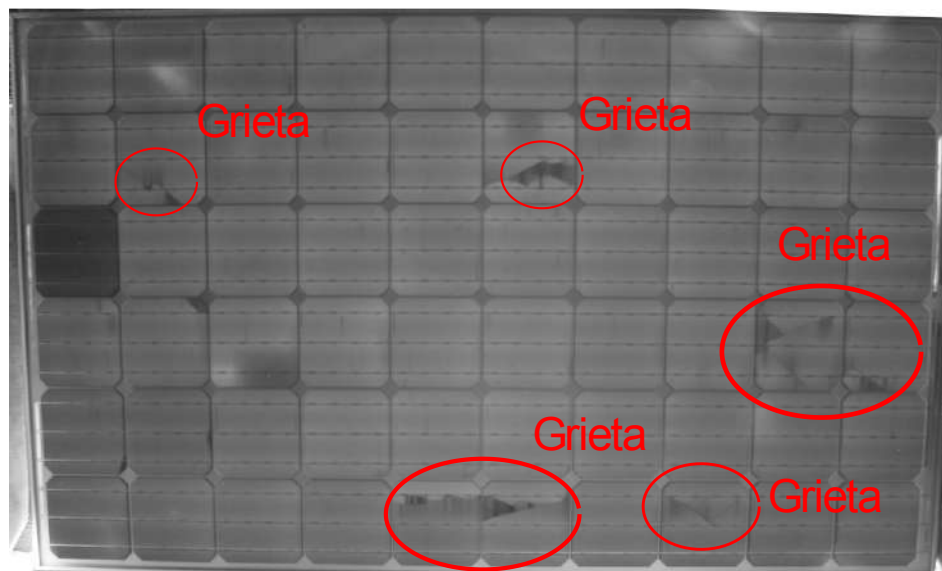
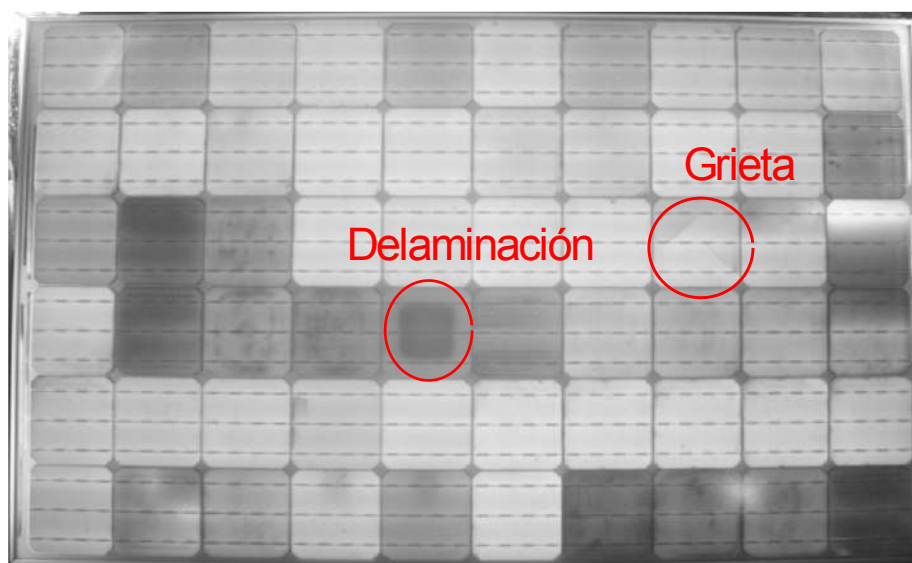
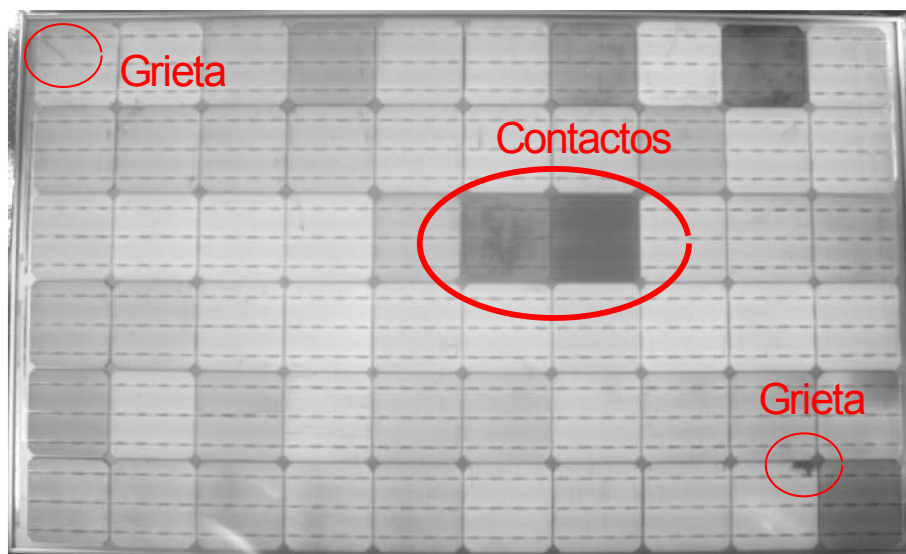


Figura 4.23. Imagen EL del panel P6_001 que muestra grietas en las celdas

En cuanto a deterioro por PID específicamente se detectaron dos paneles con un grado severo: el P6_004 y el P6_012, cuyas imágenes EL se muestran en la Figura 4.24. Se observa que los paneles tienen otros modos de deterioro, no obstante, el PID es el más notable.



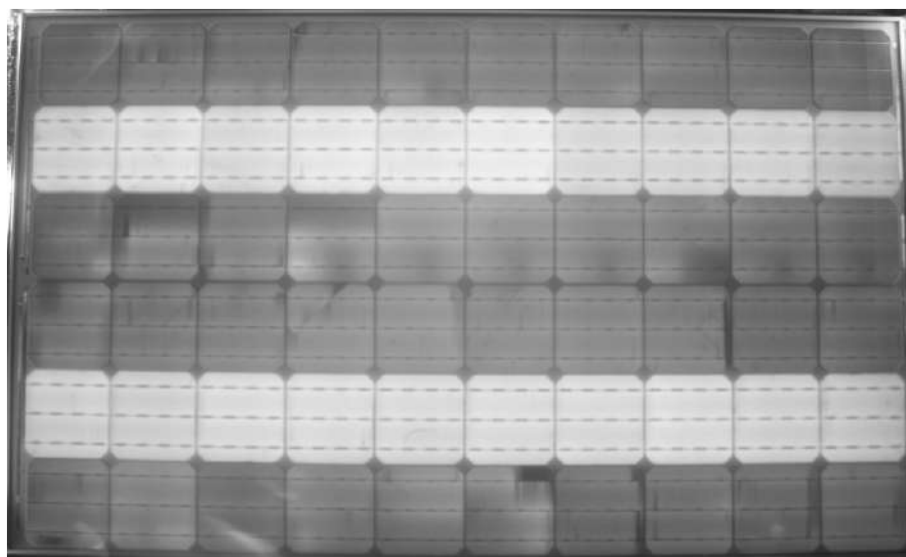
(a)



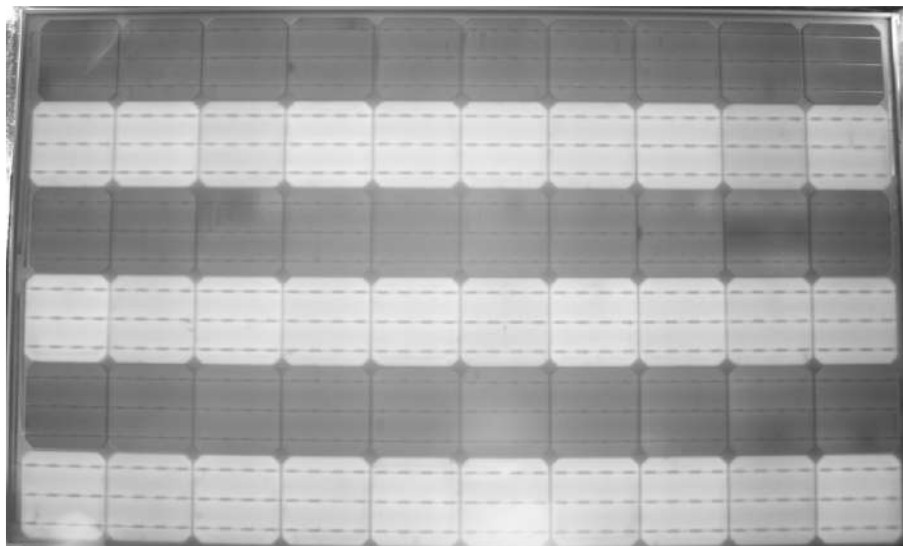
(b)

Figura 4.24. Imágenes EL de los paneles (a) P6_004 (b) P6_012

Finalmente, en la Figura 4.25 se muestran las imágenes EL de los Paneles P6_005 y P7_005. Se observa un efecto peculiar donde varias filas tienen una mayor luminosidad. Esto puede ser confundido con errores en los diodos de bypass, pero de ser este el caso, las filas serían continuas y serían similares entre ambos paneles. Como este no es el caso, el deterioro puede ser causado por oxidación en los contactos de las barras de conexión entre las celdas y los diodos, sin embargo, esto no se pudo verificar en una revisión visual del panel. Una causa viable para este efecto es el desajuste de la calidad entre las celdas que conforman el panel.



(a)



(b)

Figura 4.25. Imágenes EL de los paneles (a) P6_005 (b) P7_005

La curva I-V del panel P7_005 se muestra en el siguiente subcapítulo. También, como se ha podido observar, no existe una relación directa con las imágenes térmicas y la electroluminiscencia, siendo esta última una técnica que permite identificar una mayor cantidad de modos de deterioro y de una manera más fácil, pero con la desventaja del costo implicado en la cámara, en la necesidad de desconexión del panel, y en el estrés eléctrico causado.

4.2.3. Análisis de curvas I-V

Finalmente, se realizó el trazado de curvas paneles, utilizando un trazador de carga capacitiva. El trazador es un equipo comercial, marca Solmetric, modelo PVA-600 (Figura 4.26). Las características más relevantes del equipo se muestran en la Tabla 4.7.



Figura 4.26. Trazador Solmetric PVA-600 [115]

Tabla 4.7. Características técnicas del trazador Solmetric PVA-600 [115]

Parámetro	Especificación
Rango de medición de corriente	0 a 20A _{dc}
Rango de medición de tensión (V _{oc})	20 a 600V _{dc}
Tipo de carga	Capacitiva
Tiempo de barrido de muestra	50 a 240ms
Puntos por trazo	100
Modelos PV	Sandia, 5-parámetros, modelo de datasheet
Rango de comunicación inalámbrica	10m

Además, para realizar las mediciones de temperatura y radiación de manera directa en el trazador, se utilizó el kit inalámbrico, el cual cuenta con las características mostradas en la Tabla 4.8.

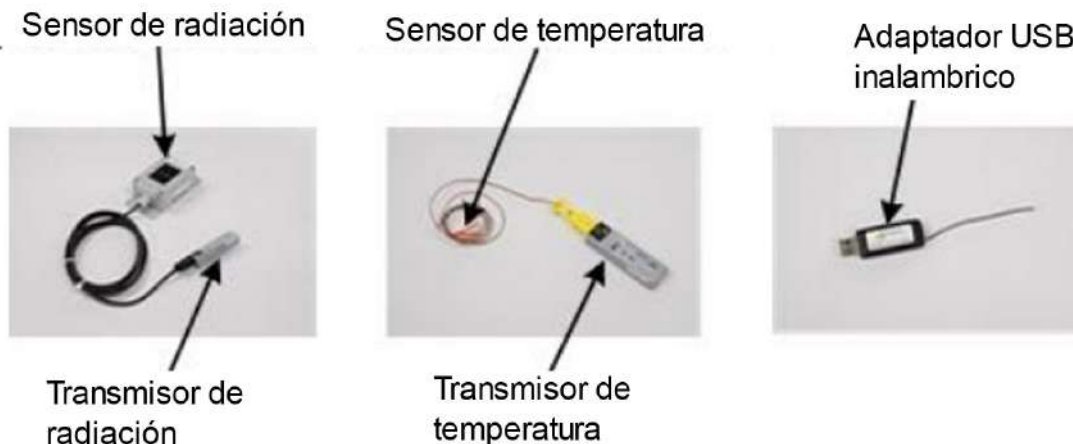


Figura 4.27. Kit inalámbrico Solmetric para medición de temperatura y radiación solar [115]

Tabla 4.8. Características técnicas del kit inalámbrico de radiación y temperatura Solmetric [115]

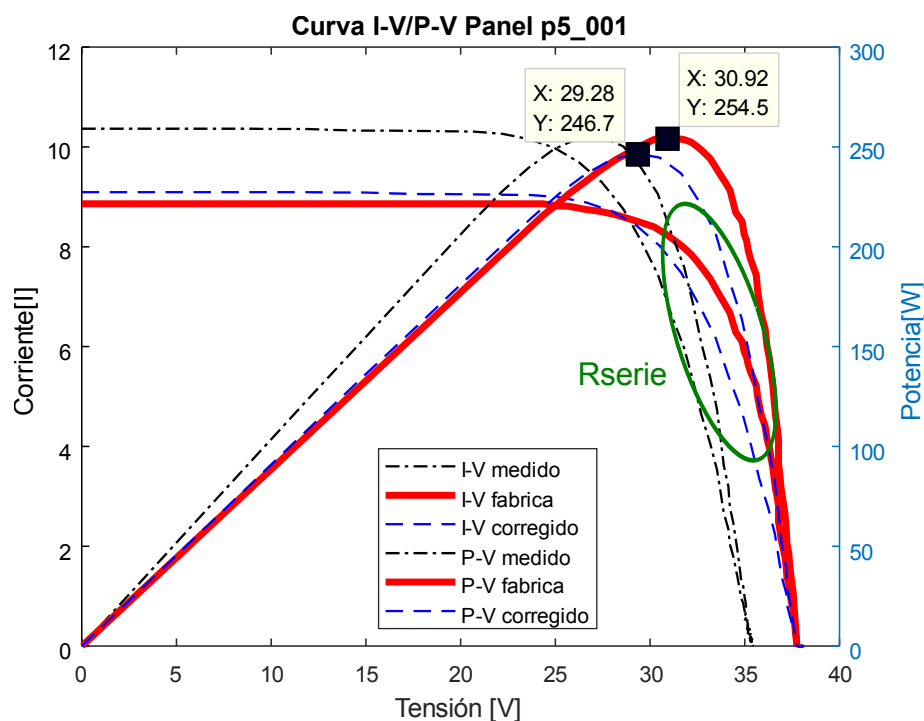
Parámetro	Especificación
Sensor de temperatura	
Tipo de termocupla	K
Rango	-100C a 200C
Resolución	1C
Precisión	1.0C
Sensor de radiación	
Tipo de sensor	Celda solar de referencia monocristalina
Rango	0 a 1500W/m ²
Precisión	5%
Efecto de ángulo de incidencia	<1%
Efecto de temperatura	<2.7%
Incertidumbre contribuida por la comunicación inalámbrica	+/- 0.5% de la lectura
Incertidumbre contribuida por el tiempo de lectura de la muestra	0.5% a >5% en función de las condiciones atmosféricas

El trazador utilizado es un equipo de grado profesional y de un costo elevado (3,895.00USD según [116]), lo cual lo hace de difícil acceso para estudiantes y laboratorios de investigación con presupuestos limitados. Sin embargo, existen opciones de bajo costo como las diseñadas y construidas en [64], [108], [117] que permiten el trazado de curvas de paneles de baja y media potencia.

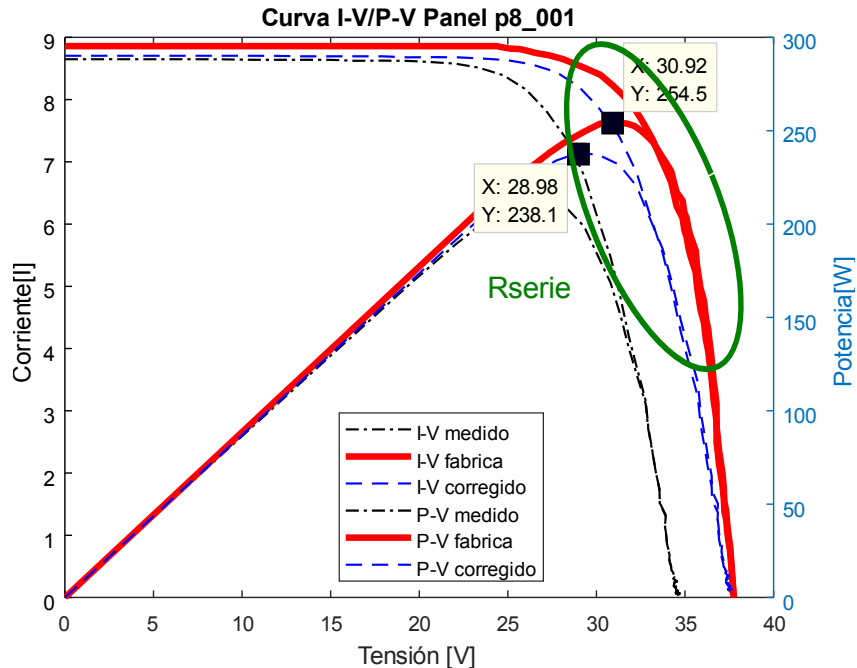
La prueba de curvas I-V realizada en los paneles fotovoltaicos del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca se realizó tomando en consideración parámetros como la limpieza de los paneles, radiación adecuada, ubicación de sensores de temperatura y radiación, y longitud de cables del trazador, con el objetivo de obtener datos veraces y con la menor cantidad de interferencias posibles. En cuanto a la exactitud de las mediciones se debe considerar que el trazador tiene una precisión de 5% y los métodos de corrección tienen una precisión promedio de 9.54% [118]. Las curvas obtenidas pueden observarse en el Anexo 3.

El trazado de curvas en los paneles policristalinos no reveló ningún hallazgo importante, es decir, las curvas obtenidas no presentaron ninguna variación importante, en cambio, en los paneles monocristalinos se observó un 63% de paneles deteriorados, lo cual coincide con las pruebas de electroluminiscencia. Para graficar las curvas obtenidas por el trazador, y realizar la corrección requerida para su posterior comparación, se utilizó un script en Matlab.

En la Figura 4.28 se muestran las curvas características de los paneles p5_001 y p8_001, los cuales muestran una disminución de la pendiente del brazo derecho de la curva I-V, lo cual indica un aumento de la resistencia serie del panel. El impacto observado en la pérdida de potencia es de 3.06% para p5_001 y de 6.04% para p8_001.



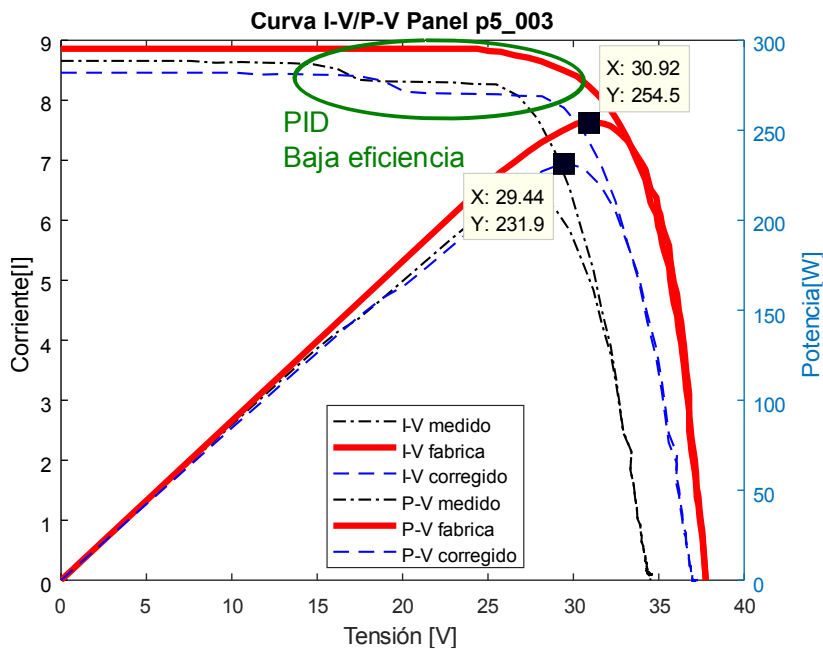
(a)



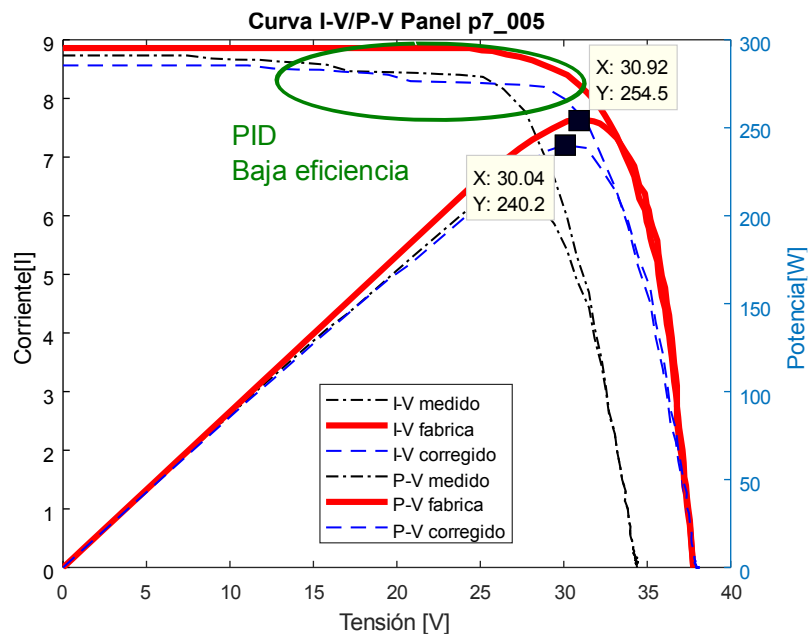
(b)

Figura 4.28. Curvas I-V/P-V de paneles con pérdidas por variación de R_{serie} (a) panel p5_001 (b) panel p8_001

En la Figura 4.29 se muestran las curvas I-V/P-V de los paneles p5_003 y p7_005, donde se puede observar que la curva muestra escalones en la parte superior. Este comportamiento se debe a la existencia de celdas con baja eficiencia y a la degradación por PID, lo cual coincide con los resultados de electroluminiscencia. En cuanto a la pérdida de potencia, se observa que el panel p5_003 disminuye su potencia de salida en un 8.88% y el panel p7_005 en un 5.62%.



(a)



(b)

Figura 4.29. Curvas I-V/P-V de paneles con pérdidas por PID o por baja eficiencia (a) panel p5_003 (b) panel p7_005

Además, en la Figura 4.30 se muestra la curva I-V/P-V del panel p6_001 del cual las imágenes EL evidenciaron la presencia de grietas en varias celdas. Se observa el

escalonamiento de la curva, con lo cual se verifica el efecto de las celdas agrietadas. En este caso la disminución de potencia es de un 6.87%.

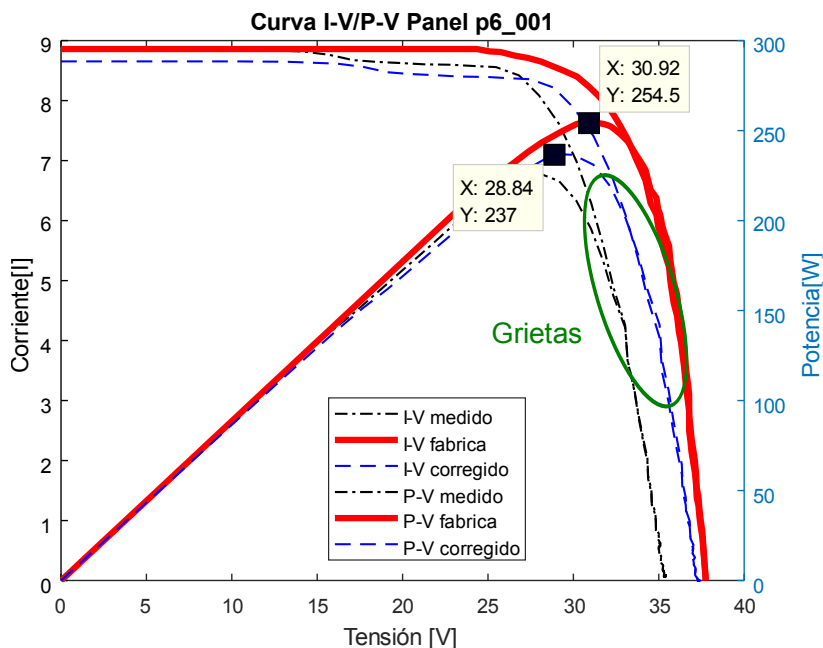


Figura 4.30. Curva I-V/P-V del panel P6_001 con celdas agrietadas

Finalmente, en la Figura 4.31 se muestra la curva del panel p5_013, el cual presentaba un punto caliente en termografía. Se observa la deformación de la curva, con una pérdida de potencia del 33.83%.

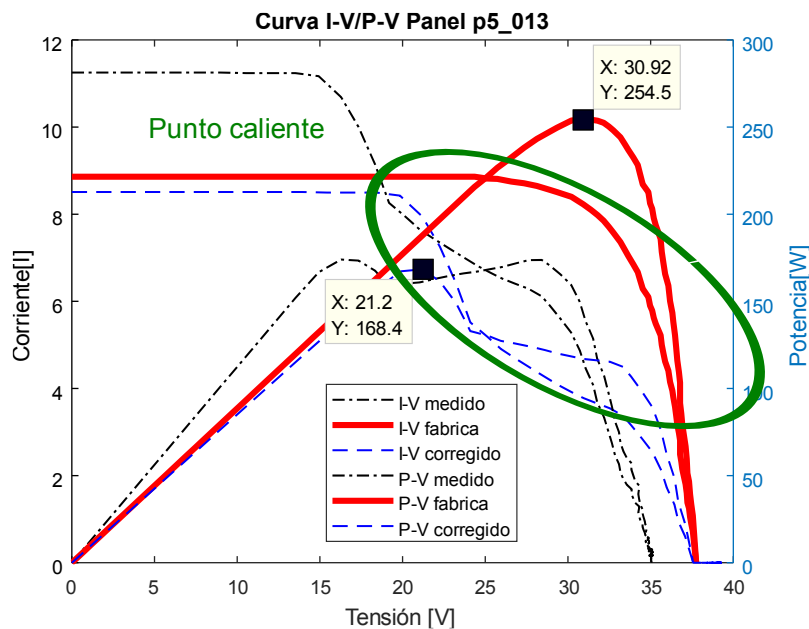


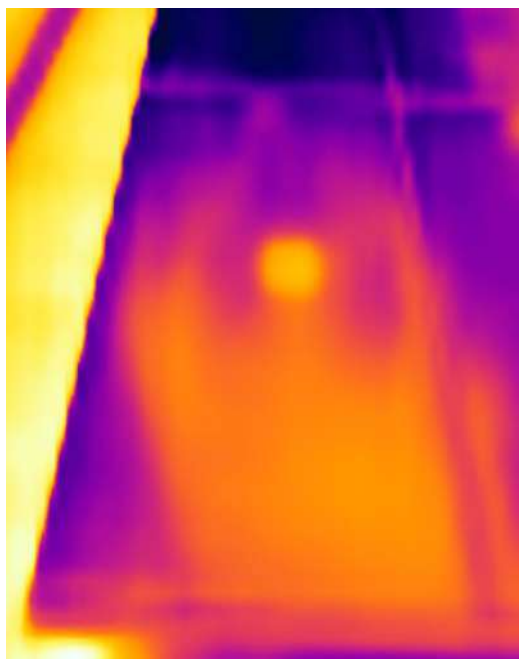
Figura 4.31. Curva I-V/P-V del panel P5_013 con un punto caliente

4.3. Comparación

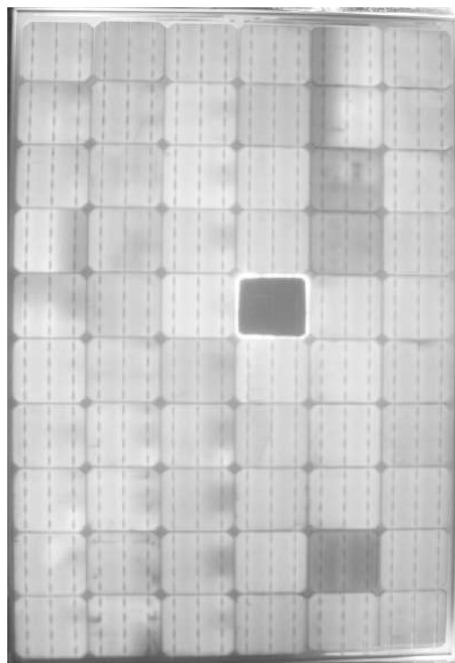
Como una validación final, y con el objetivo de facilitar la revisión de las fallas encontradas, se realizó una comparación de los resultados obtenidos con las tres técnicas de detección de fallas realizadas en los paneles. Se analizaron los paneles con mayor grado de degradación para observar de mejor manera los resultados de las imágenes y curvas de cada uno.

4.3.1. Puntos calientes

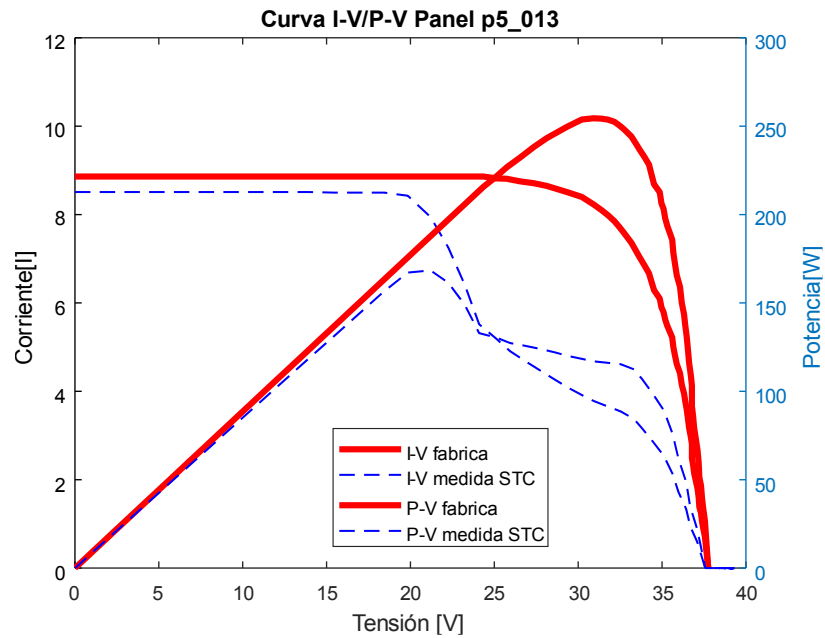
De esta manera, en la Figura 4.32 se observan las imágenes térmicas, EL y curvas del panel p5_013 el cual tiene la mayor pérdida de potencia de los paneles analizados. Se observa que en este caso todas las técnicas de detección de modos de deterioro coinciden y reflejan adecuadamente la presencia de un punto caliente en el panel. El punto caliente es causado por una “celda muerta” o de muy baja eficiencia, la cual compromete en gran medida el rendimiento del panel. Es notorio que la imagen EL muestra una celda completamente oscura con bordes iluminados lo cual no se encontró como casos comunes en la bibliografía consultada. Por lo tanto, se puede inferir que la corriente atraviesa la periferia de la celda, evitando que toda la columna sea afectada por una desconexión total.



(a)



(b)

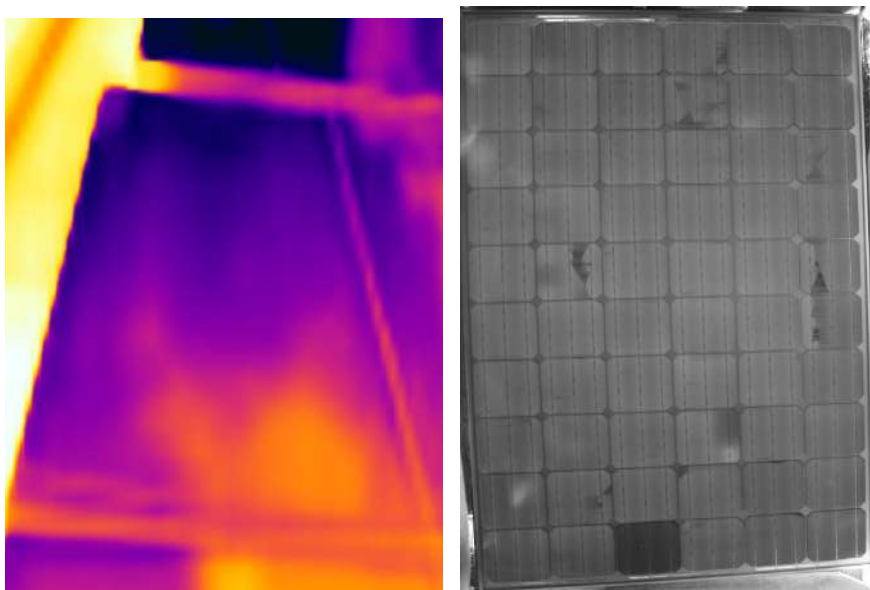


(c)

Figura 4.32. Detección de deterioro en el panel P5_013 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V

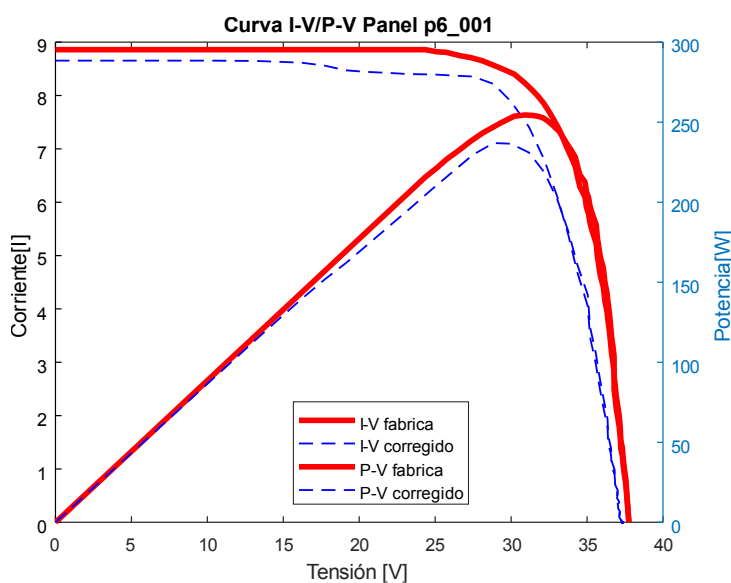
4.3.2. Grietas en celdas

Una falla común encontrada en los paneles monocristalinos son las celdas agrietadas, así, en la Figura 4.33 se muestran las imágenes y curvas capturadas del panel P6_001, el cual presentó la mayor cantidad de celdas afectadas. Se observa claramente que la curva I-V presenta deformaciones tipo “escalera” tanto en su parte superior como en la parte lateral derecha, así también presenta una disminución de su potencia nominal.



(a)

(b)



(c)

Figura 4.33. Detección de deterioro en el panel P6_001 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V

Si bien el número de celdas con grietas es el mayor en comparación con todos los paneles analizados, la disminución de potencia no es significativa como en el caso del panel con un punto caliente, esto se debe a que las grietas no afectan un área mayoritaria ni causan una desconexión total de una porción de la celda, por lo tanto, únicamente aumentan la resistencia serie.

4.3.3. PID

En contraste, en la Figura 4.34 se muestra el análisis del panel p5_003 donde se puede observar que la imagen térmica no entrega información relevante, pero tanto la imagen EL como las curvas I-V/P-V detectan adecuadamente el modo de deterioro. Esto es un indicador de la calidad de imagen y resolución de la cámara térmica utilizada, ya que existe evidencia experimental en [45], [46] que la termografía es válida para detectar PID.

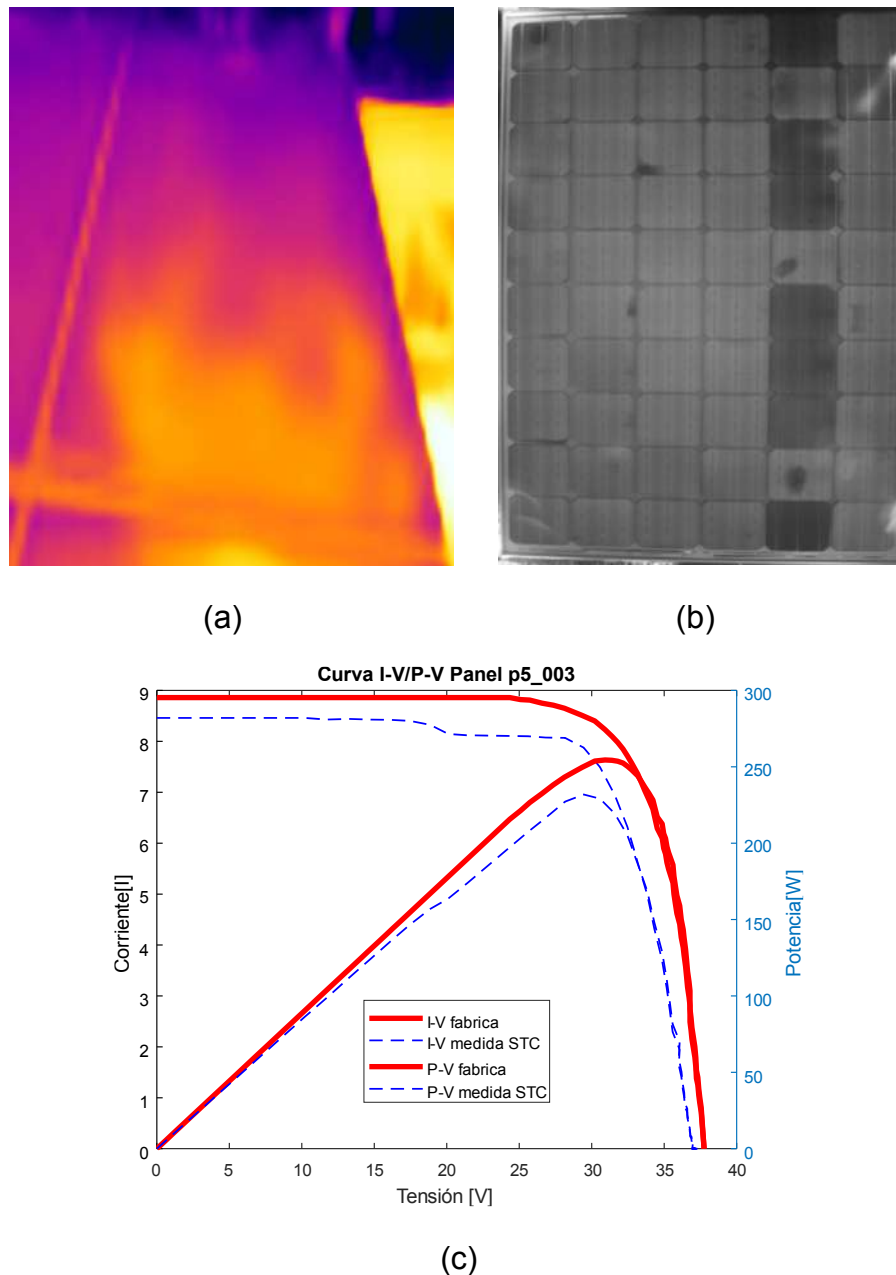


Figura 4.34. Detección de deterioro en el panel P5_003 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V

4.3.4. Desajuste o baja eficiencia

El panel P7_005 presenta un deterioro poco común, el cual es normalmente causado por el desajuste de la eficiencia de las celdas fotovoltaicas que lo conforman. En la Figura 4.35 se muestran las imágenes de termografía, electroluminiscencia y curvas I-V/P-V del panel.

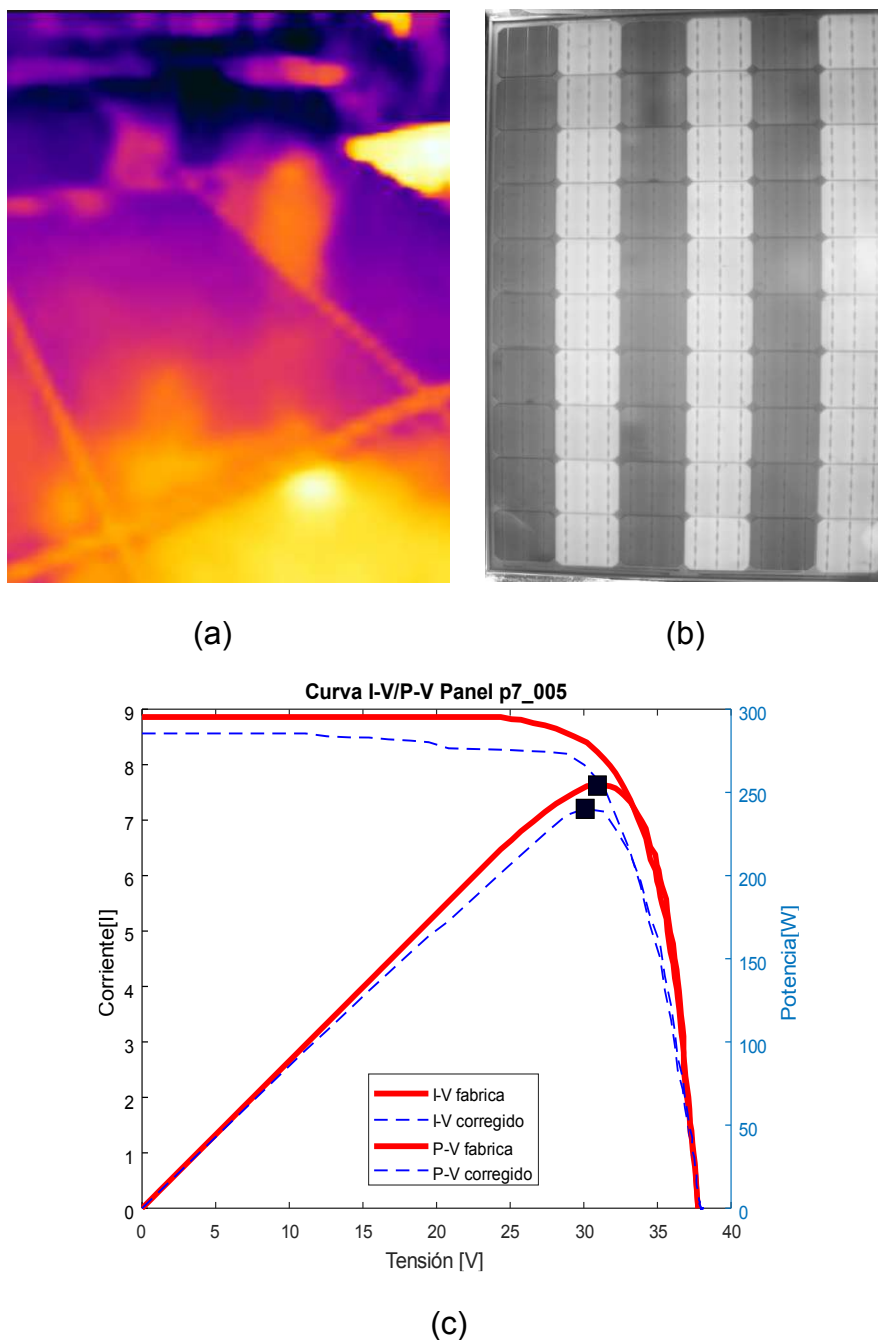


Figura 4.35. Detección de deterioro en el panel P7_005 (a) Imagen térmica (b) Imagen EL (c) curva I-V/P-V



Se puede observar que la imagen térmica no muestra información relevante sobre el panel, sin embargo, la imagen EL muestra tres franjas con mayor emisión de luz infrarroja, la cual coincide con los cátodos de los diodos bypass. Luego de una revisión del panel no se encontró deterioro en los diodos, ni en las barras de conexión en las celdas, por lo que la causa más factible es el desajuste de las celdas entre columnas.

4.4. Análisis de potencia generada

El análisis de curvas I-V y P-V es una técnica de deterioro invasiva, por lo que se requiere la desconexión manual del panel para realizar la medición, lo cual conlleva a la desconexión de todo el string al que pertenece el panel, perdiendo la energía que puede ser generada durante el tiempo que dura la prueba. Este proceso puede llevar varios minutos debido a la necesidad de conexión y desconexión del panel, ubicación adecuada de los sensores de radiación y temperatura, y el tiempo requerido para preparar el software del trazador para capturar la curva. Si esto es considerado para un string de 15 paneles como el del presente caso de estudio, el trazado de todos los paneles del string puede extenderse durante varias horas.

Si el string es de más paneles como es el caso de granjas solares de mayor escala, el tiempo requerido para realizar el trazado de curvas limita la aplicación de este análisis a pocas ocasiones durante el tiempo de vida del panel para así evitar posibles sanciones por energía no suministrada. Es así, que para mitigar este inconveniente, estudios como el realizado en [119] muestra una alternativa automática con trazadores I-V conectados entre el inversor y los paneles, lo cual disminuye el tiempo de obtención de la curva y permite al operador del sistema monitorear las curvas de los paneles bajo demanda y de esta manera monitorear continuamente fallas o deterioros en el sistema (Figura 4.36). No obstante, este tipo de tecnología sigue siendo invasiva, debido a que la desconexión del panel persiste.

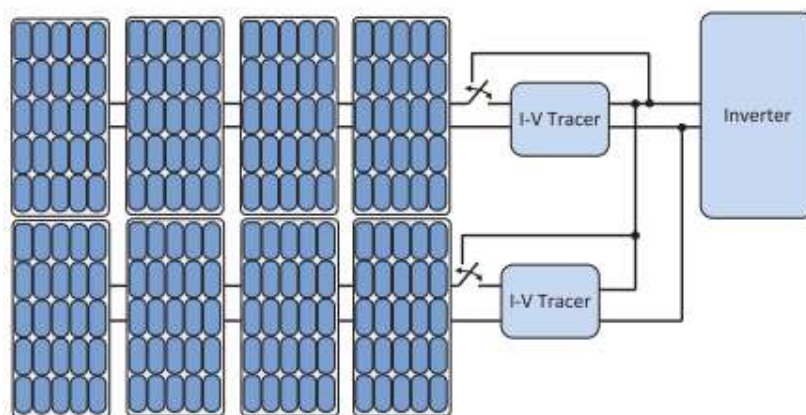


Figura 4.36. Topología de trazadores de curvas autónomos [119]

En cuanto a detección de fallas, estudios como el mostrado en [120] propone una topología basada en zonas de protección con sensores de voltaje y corriente, disparando alarmas cuando un panel tiene algún tipo de desconexión (Figura 4.37). Esta topología no considera la detección de deterioro, pero monitorea constantemente la corriente y la tensión de los paneles, además de ser una técnica no invasiva de monitoreo.

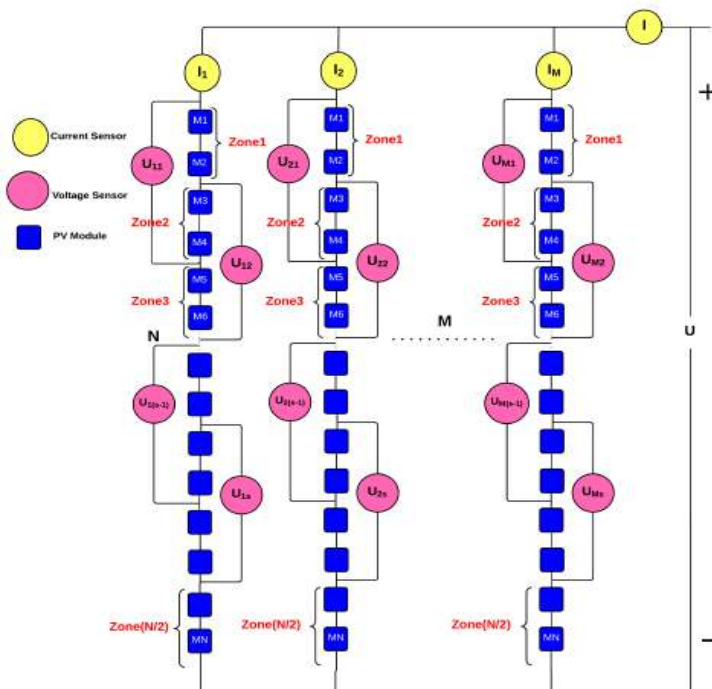
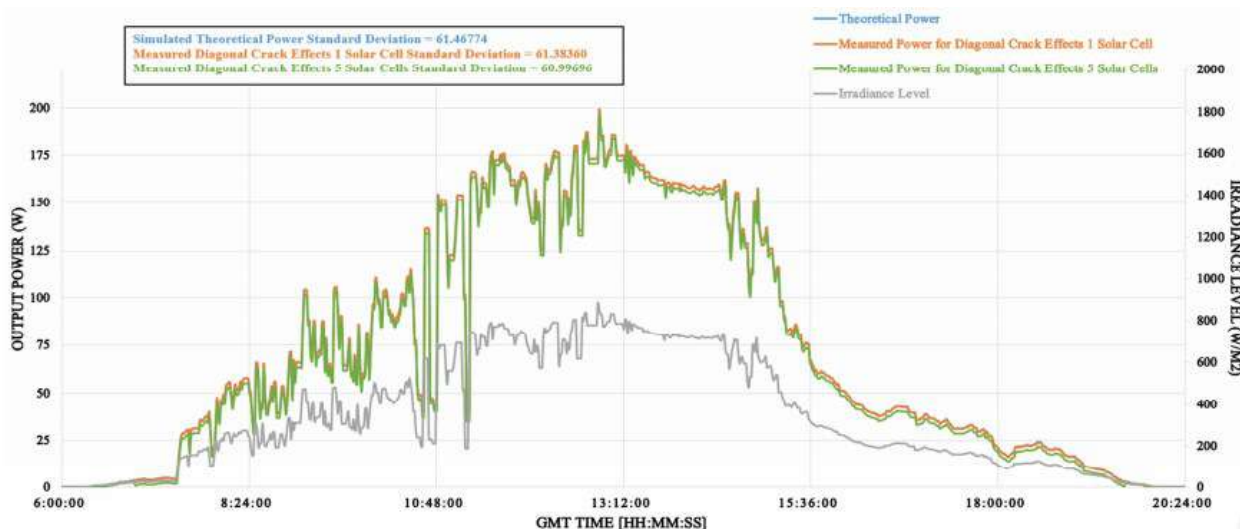


Figura 4.37. Topología de detección de fallas con sensores de corriente y tensión [120]

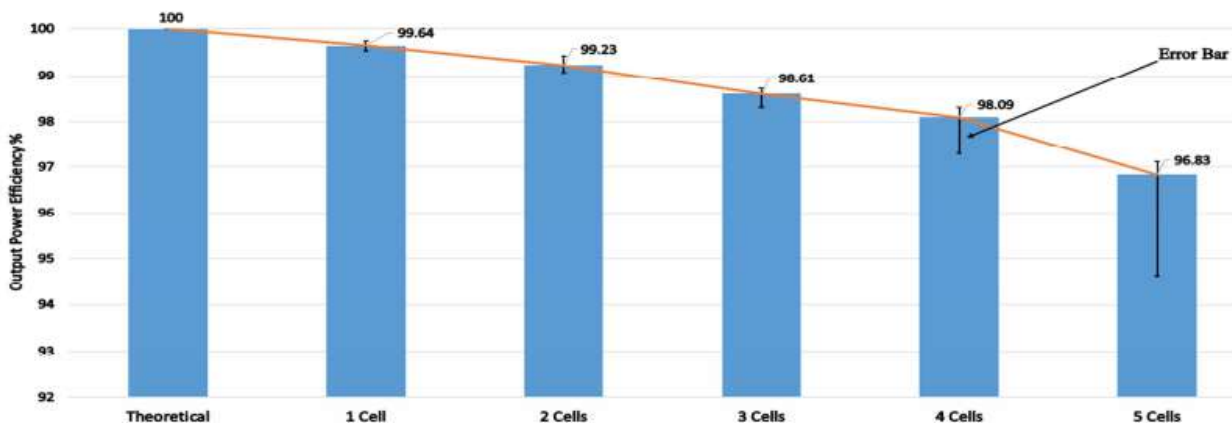
Asimismo, en [121] se utiliza esta misma técnica de monitoreo en línea para, mediante perfiles de corriente y tensión, identificar fallas en granjas de gran escala. También en

[122] se utiliza la misma técnica, utilizando además el monitoreo de la radiación y la temperatura de los paneles. Sin embargo, todos estos estudios se basan en fallas, sin tener en cuenta el deterioro del panel.

En cuanto a la detección de modos de deterioro utilizando una medición de tensión y corriente, en [123] se observa el impacto de celdas con grietas en la potencia producida por el panel (Figura 4.38).



(a)

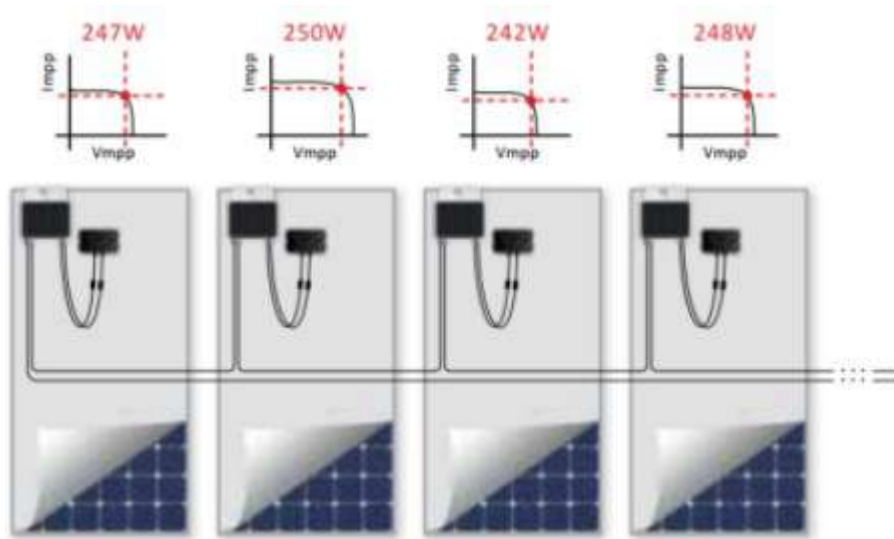


(b)

Figura 4.38. Impacto en la potencia de paneles con deterioro por grietas (a) Datos medidos de producción a largo plazo para paneles con 1 y 5 celdas agrietadas (b) Eficiencia de potencia de salida para paneles con 1, 2, 3, 4 y 5 celdas agrietadas [123]

Esta opción para la detección tiene alternativas comerciales, así en [124] el fabricante SolarEdge propone un sistema de monitoreo en tiempo real capaz de identificar fallas en

diodos bypass y PID en paneles mediante el análisis de datos históricos de tensión y corriente de cada módulo en un string (Figura 4.39).



(a)



(b)

Figura 4.39. Sistema SolarEdge para monitoreo en tiempo real de deterioro de paneles fotovoltaicos (a) Topología del sistema (b) perfil de tensión para un string que presenta un panel con PID [124]

4.4.1. Prototipo de medición de tensión, corriente, temperatura y radiación (método no invasivo)

Con el objetivo de verificar el desempeño de los paneles fotovoltaicos de la Universidad de Cuenca se realizó un análisis de la potencia generada por un panel con deterioro (punto caliente) y un panel que no presenta deterioro, basándose en las mediciones de tensión y corriente. Para esto se diseñó el prototipo de un sistema que pueda registrar los valores de tensión, corriente, temperatura y radiación solar incidente en un panel fotovoltaico (Figura 4.40).



Figura 4.40. Sistema de registro de tensión, corriente, temperatura y radiación solar instalado en un panel monocristalino

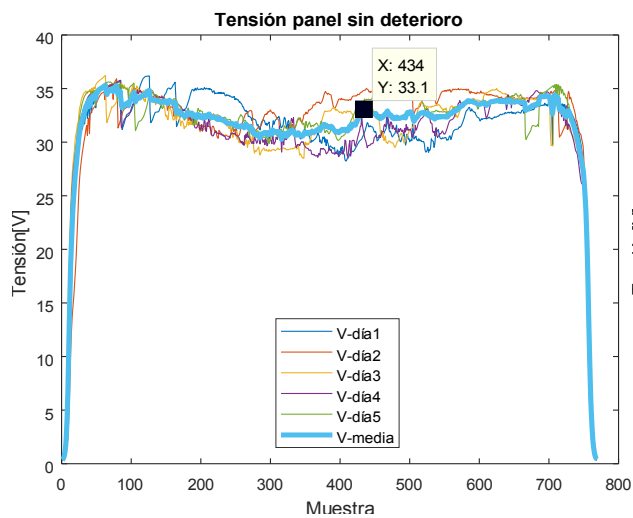
El prototipo diseñado tiene las características mostradas en la Tabla 4.9. La medición de tensión se realiza en los terminales del panel, y la corriente se mide mediante un amperímetro de pinza y puede funcionar indefinidamente alimentado por una fuente de 120VAC.

Tabla 4.9. Características del sistema prototipo de registro de tensión, corriente, temperatura y radiación

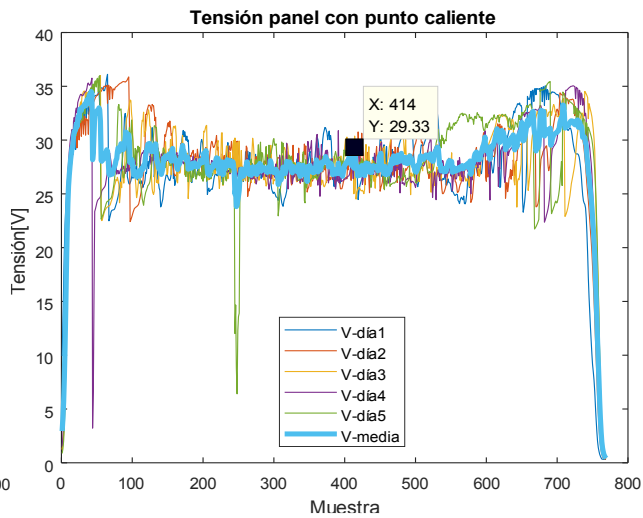
Parámetro	Descripción
Tensión de alimentación	120VAC
Sensor de corriente	Pinza amperimétrica marca Hantek modelo CC55 [125]
Rango de corriente	20mAdc a 65Adc
Sensor de tensión	Partidor de tensión resistivo
Rango de tensión	1mVdc a 60Vdc
Sensor de radiación	Piranómetro marca Apogee modelo SP-110 [126]
Rango de radiación	0 a 1750W/m ²
Sensor de temperatura	Sensor digital marca Maxim modelo DS18B20
Rango de medición de temperatura	-55°C a 125°C
Microcontrolador	Atmega 328p, 8 bits
Pantalla	TFT 2.8 pulgadas

4.4.2. Medición no invasiva de tensión y corriente

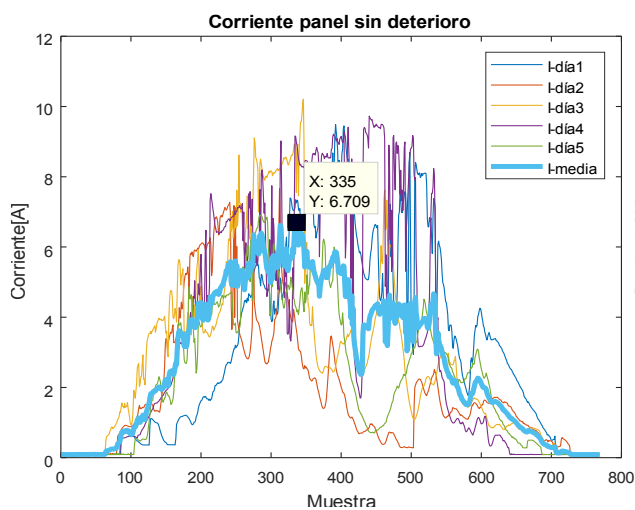
Las mediciones se hicieron en días diferentes, durante el mes de noviembre de 2019, pero los valores de corriente y tensión fueron corregidos para realizar una comparación bajo igualdad de condiciones. El resultado de la medición de tensión y corriente de cinco días con una tasa de muestreo de 5 s. se muestra en la Figura 4.41. Se puede observar que el panel que tiene un punto caliente tiene un perfil de tensión y de corriente inferior lo cual indica efectivamente la presencia de un modo de deterioro. En cuanto a la tensión se observa una disminución de 3.77VDC para una hora de mayor radiación, y en cuanto a la corriente de 1.912ADC para las curvas de tensión y corriente medias. También, es notable que la disminución de la corriente es mayor a la disminución en tensión, lo cual tiene un impacto directo en la potencia generada. Por lo tanto, el deterioro de una celda tiene un mayor impacto en la disminución de I_{sc} o I_{mpp} , así, este particular deberá considerarse al analizar el impacto de un modo de deterioro de una celda en el panel.



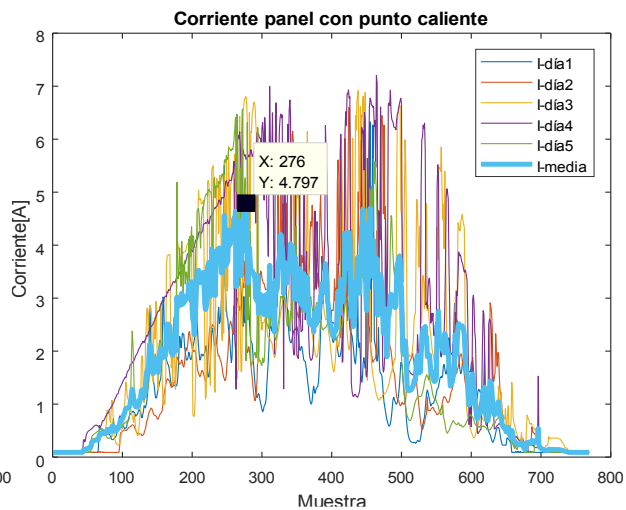
(a)



(b)



(c)



(d)

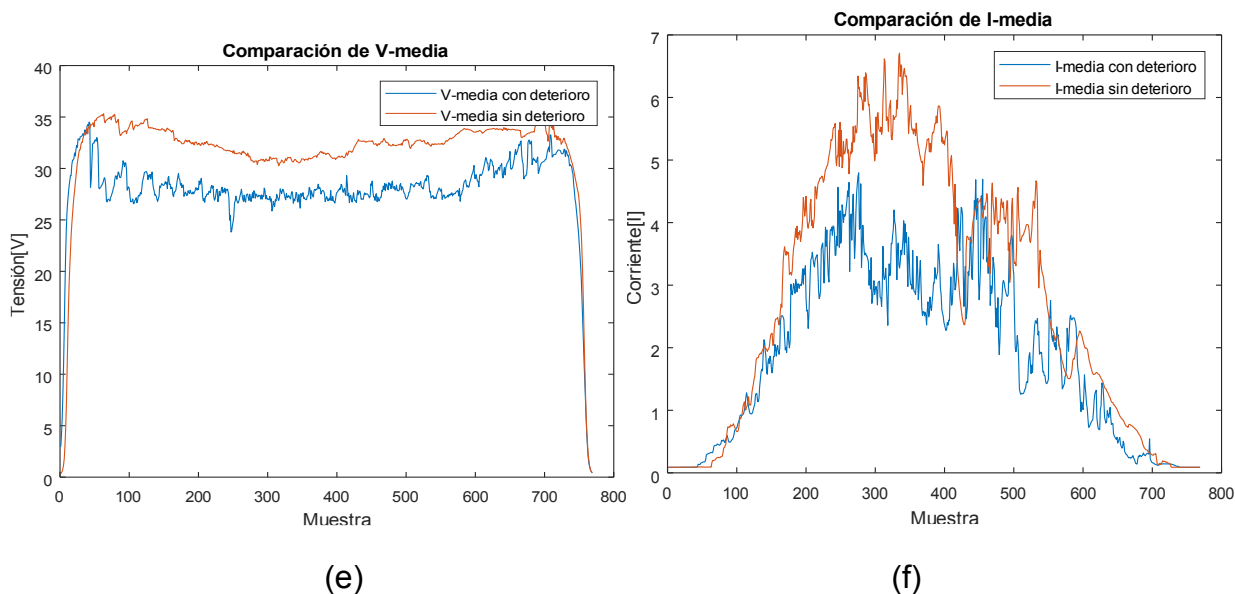


Figura 4.41. Comparación de perfiles de tensión y corriente entre un panel con punto caliente y un panel sin deterioro (a) perfil de tensión sin deterioro (b) perfil de tensión con un punto caliente (c) perfil de corriente sin deterioro (d) perfil de tensión con un punto caliente (e) comparación de tensión media (f) comparación de corriente media

Según el primer procedimiento de corrección dado por la norma IEC 60891, y con los datos de placa de los paneles Atersa 250M, en la Figura 4.42 se muestran las curvas I-V a diferentes niveles de radiación y además se marcan los M_{pp} para cada caso.

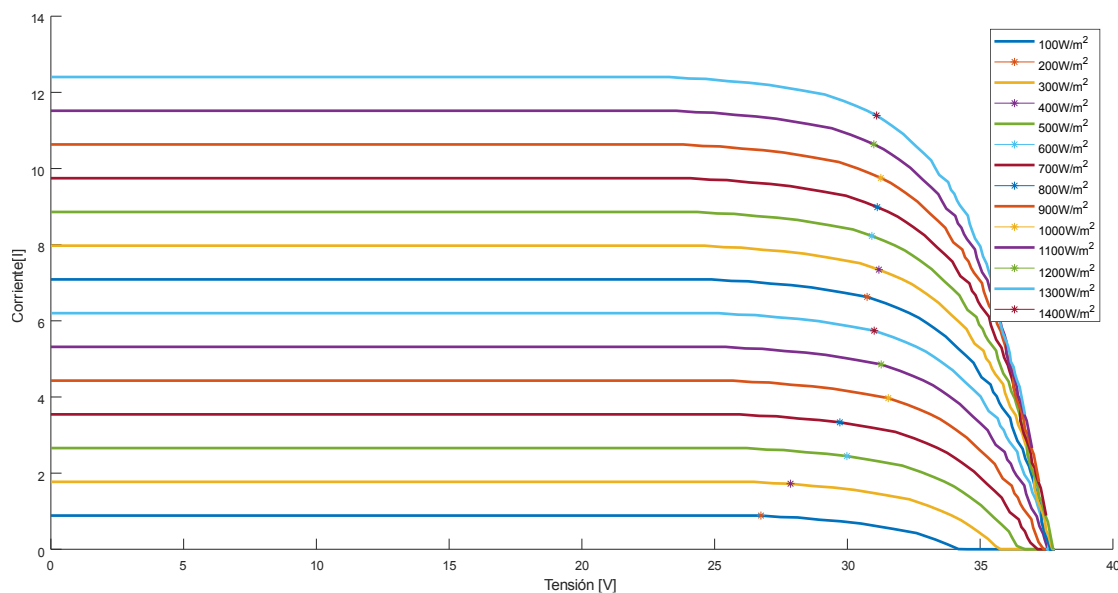
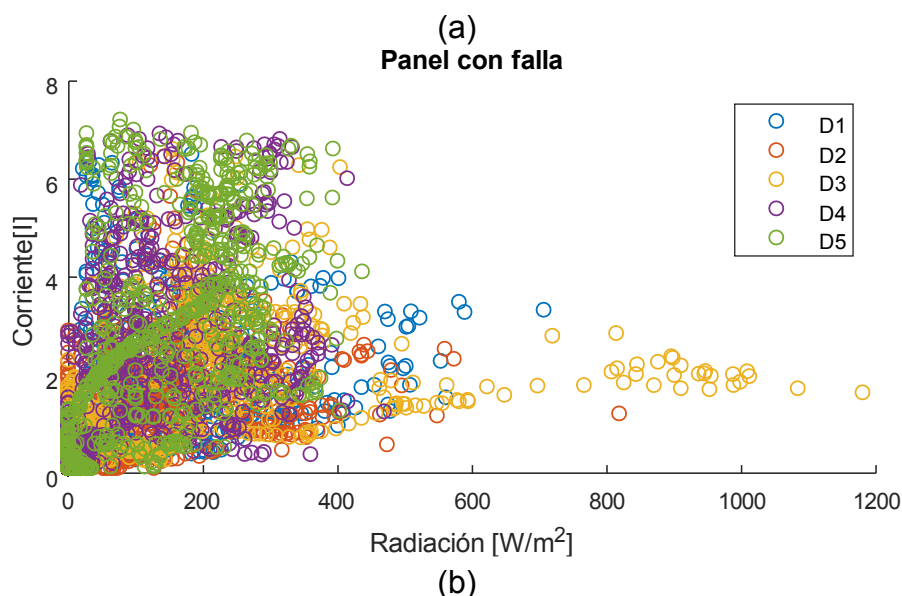
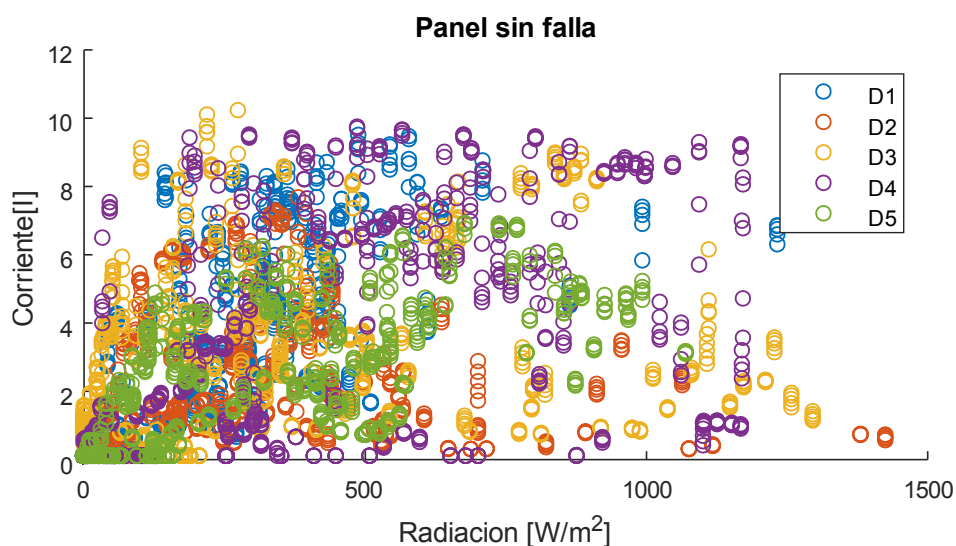
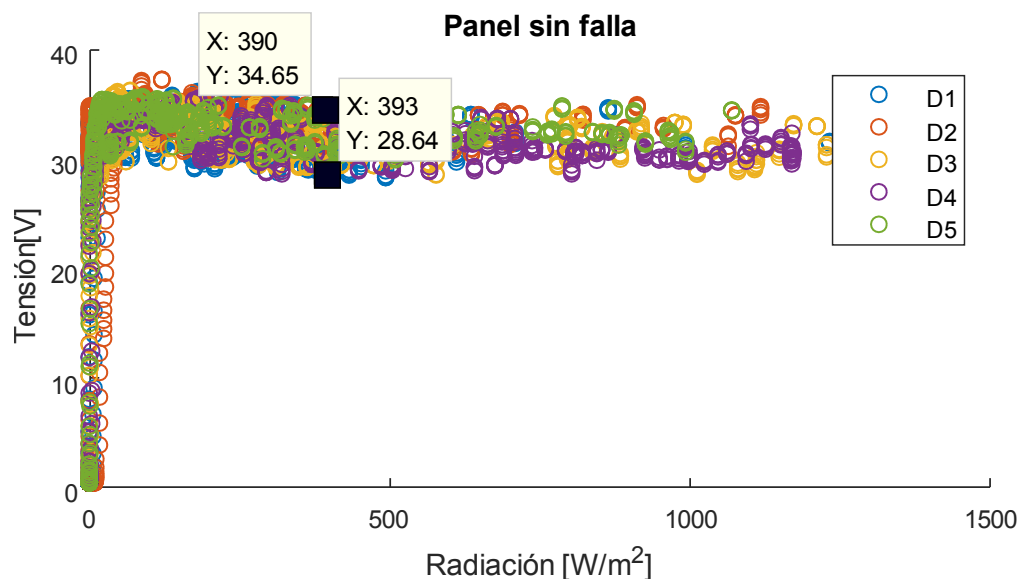


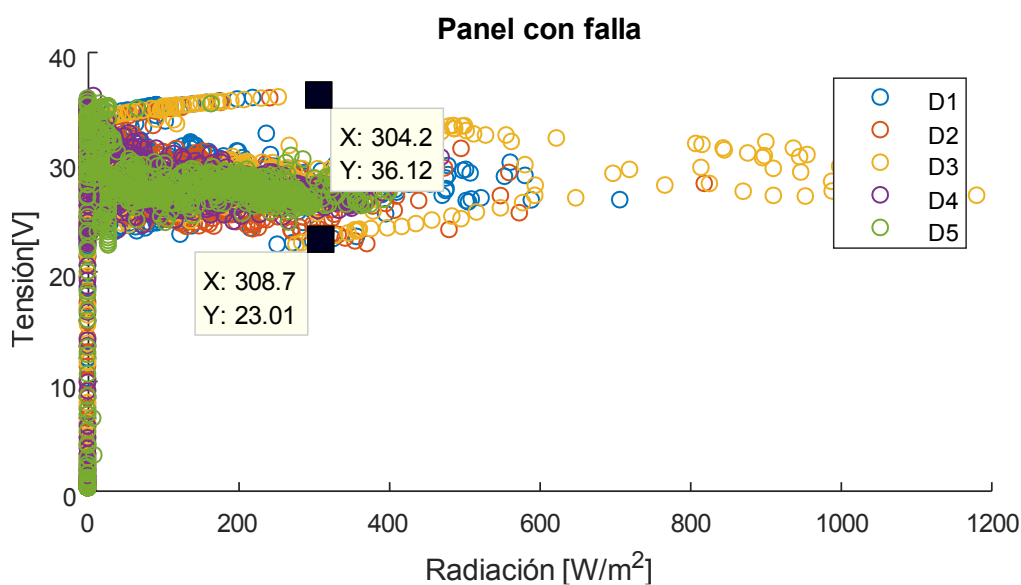
Figura 4.42. Curvas I-V y M_{pp} a diferentes niveles de radiación para un panel Atersa A-250M

Considerando este particular, en la Figura 4.43 se muestra la relación entre la radiación, la corriente y tensión de los paneles bajo análisis durante 5 días (D1 a D5). En la Figura 4.43 (a) y (b) se presenta la relación entre la radiación y la corriente medida, donde se puede apreciar que para el panel con un punto caliente existen menos escenarios en los que los valores de radiación elevados generan una corriente mayor, lo cual se da debido a que el panel con un punto caliente tiene una curva I-V deformada como se mostró en el capítulo 2. Por otro lado en la Figura 4.43 (c) y (d) se puede observar la relación entre la radiación y la tensión medidas en los paneles sin falla y con punto caliente, donde se evidencia que en el caso del panel con falla, los valores de tensión se focalizan para valores de radiación inferior, mientras que no se repiten en mayor cantidad para los valores con mayor radiación. También se observa que, para un panel sin falla, se tiene un $\Delta V_{\max}=6.01V$ para valores cercanos de radiación, mientras que para el panel con punto caliente este valor aumenta a $\Delta V_{\max}=13.11V$





(c)



(d)

Figura 4.43. Relación entre radiación, corriente y tensión medidas con el prototipo (a) Radiación-Corriente panel sin falla (b) Radiación-Corriente panel con punto caliente (c) Radiación-Tensión panel sin falla (d) Radiación-Tensión panel con punto caliente

Graficando la relación entre la tensión y la corriente, en la Figura 4.44 se muestran los resultados obtenidos para los paneles sin falla y con punto caliente. Se observa que en el caso de un panel sin deterioro la curva presenta valores de $\Delta V_{\max}=6.96\text{V}$ para un

mismo valor de corriente, mientras que para un panel con punto caliente se tiene $\Delta V_{\max}=13.48V$ para un valor de corriente similar.

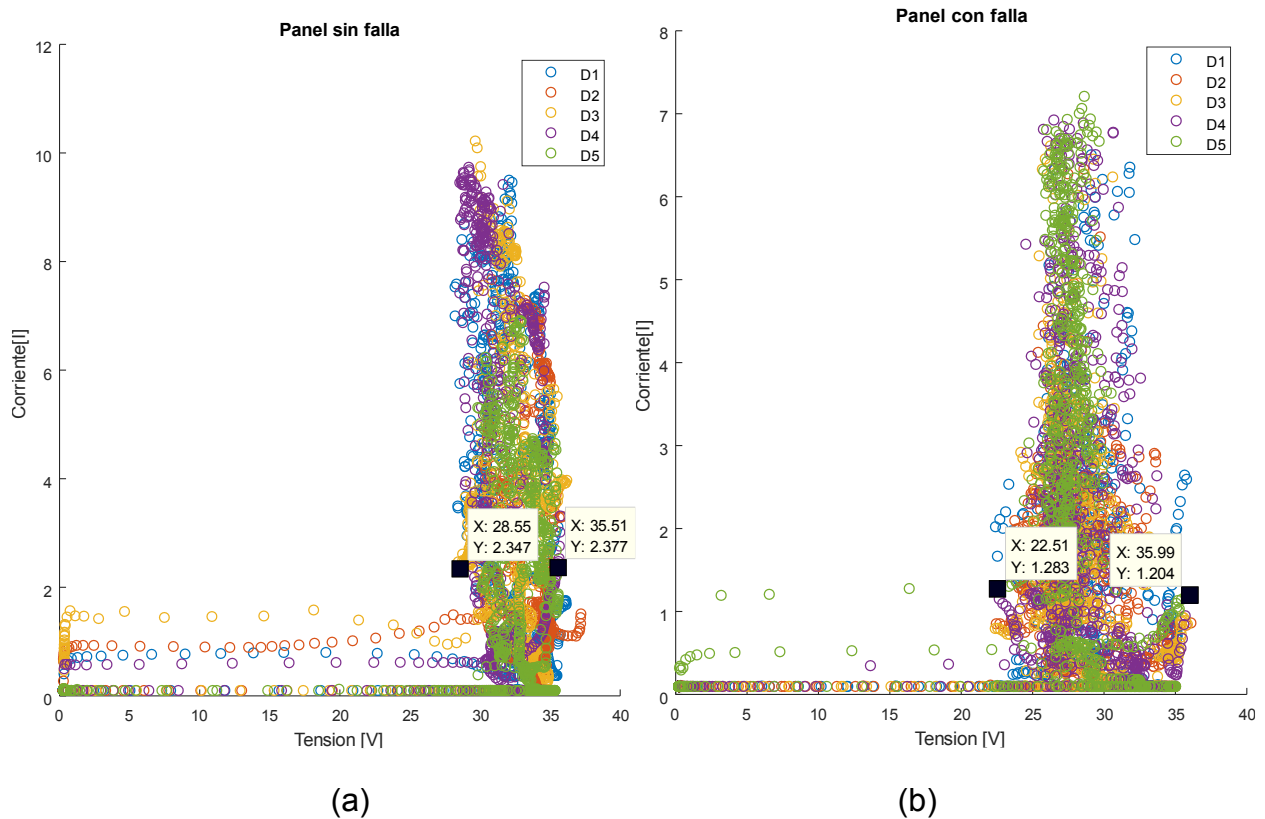


Figura 4.44. Relación entre tensión y corriente medidas con el prototipo (a) panel sin falla (b) panel con punto caliente

4.4.3. Calibración de piranómetros

Durante la prueba realizada se observó una diferencia significativa entre el sensor de radiación de la Universidad de Cuenca y el sensor de radiación del prototipo. Ambos piranómetros tienen la misma tecnología (celda de silicio) y durante la prueba fueron ubicados a menos de 2 metros de distancia, por lo que se esperaba que las mediciones coincidieran adecuadamente. Sin embargo, se observaron diferencia de hasta $400W/m^2$ en los picos de radiación. En la Figura 4.45 se muestra la diferencia entre las mediciones realizadas por ambos piranómetros.

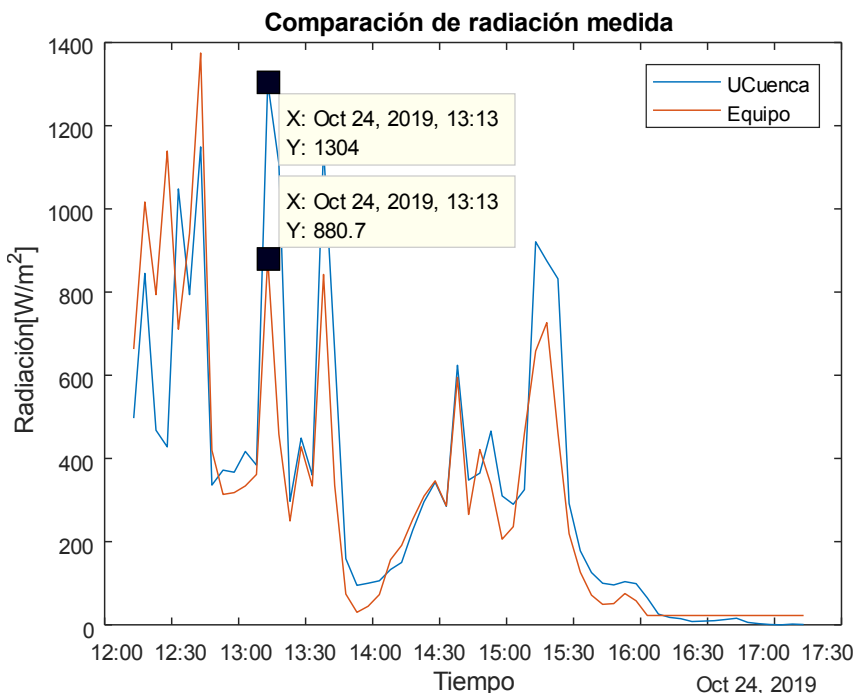


Figura 4.45. Comparación de las mediciones de radiación entre el piranómetro de la Universidad de Cuenca y el piranómetro utilizado en el prototipo de registro.

Debido a esta diferencia se realizó una calibración mediante comparación utilizando una estación calibrada por el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología del Ecuador). El sensor de la estación de referencia es un piranómetro de segunda clase marca Kipp & Zonen modelo CMP3 compatible con normas internacionales de meteorología como la ISO 9060 (el certificado de calibración y trazabilidad del sensor puede observarse en el Anexo 4). Este tipo de sensor es utilizado en estaciones meteorológicas alrededor del mundo para mediciones de meteorología con fines de investigación y tiene un error menor al 1% [127]. Para la recolección de datos se utilizó un datalogger marca VAISALA, modelo QML201C [128] el cual es de uso común en las estaciones del INAMHI.

La calibración se llevó a cabo utilizando la metodología INAMHI aplicada a la calibración por comparación de estaciones meteorológicas aplicada en la estación meteorológica de la Empresa Pública Municipal de Movilidad, Tránsito y Transporte de Cuenca (EMOV E.P.) en el año 2019, y se basa en la aplicación de normativa internacional [129], [130]. En la Figura 4.46 se pueden observar los equipos utilizados y la ubicación de los sensores de radiación. Específicamente, en la Figura 4.46c, se muestran los sensores de radiación utilizados, así, de izquierda a derecha se tienen: el sensor del equipo diseñado, el sensor



de la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca, y el sensor de la estación de referencia del INAMHI.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.46. Calibración de sensores de radiación (a) Datalogger de la Universidad de Cuenca (b) Datalogger Vaisala y prototipo de registro (c) sensores de radiación solar

La comparación se llevó a cabo durante los días 26, 27, 28 y 29 de noviembre de 2019. En la Figura 4.47, se muestran las primeras horas de comparación. Como se puede observar, el comportamiento de las estaciones de silicón tiene una diferencia considerable en comparación con la estación del INAMHI. De esta manera, llevando a cabo el procedimiento de calibración, se observó que la estación de la Universidad de Cuenca tiene un error del 16.37% en comparación con la estación de referencia. En el caso del equipo diseñado el error es del 19.87%, sin embargo, ambos sensores están dentro de los rangos de error para la tecnología utilizada, pero para estudios que requieren precisión de medida es recomendable utilizar un piranómetro profesional.

Es necesario aclarar que la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca actualiza el dato de radiación cada 5 minutos, mientras que la estación del INAMHI y el prototipo de medición de radiación muestrean cada segundo y presentan un promedio de la radiación cada minuto, lo cual puede introducir un error adicional. No se pudo determinar la tasa de muestreo de la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca, por lo que se supuso que el dato entregado a los 5 minutos es el resultado de un promedio de todo el rango de muestreo.

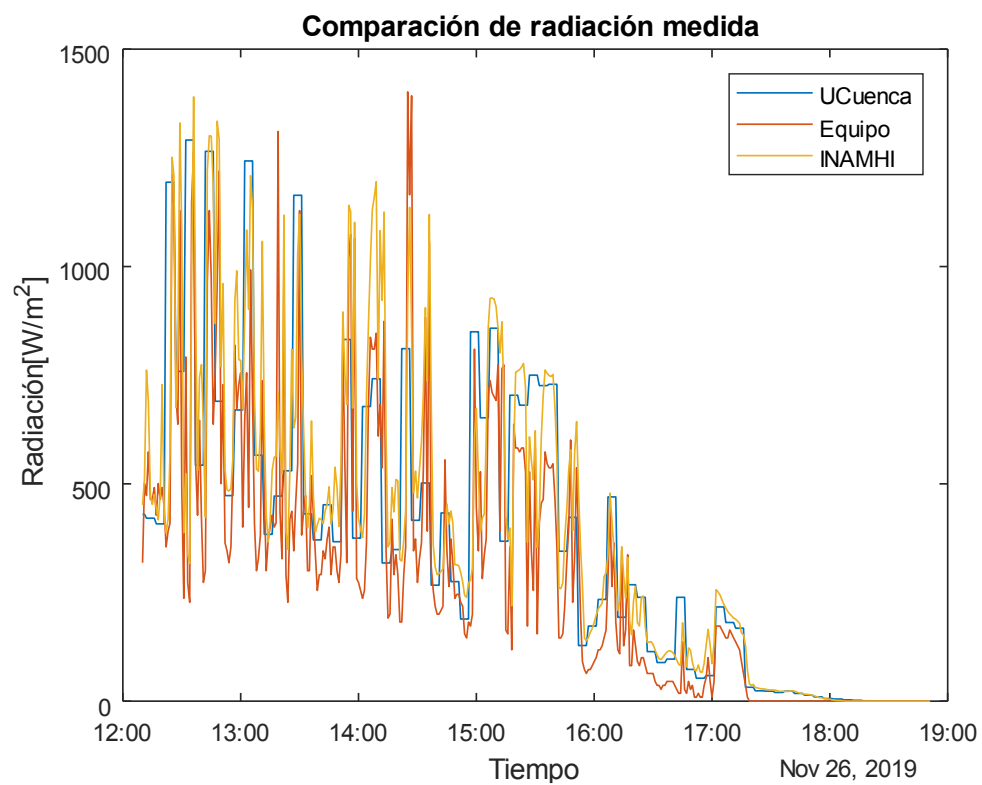


Figura 4.47. Comparación de la radiación medida por los piranómetros bajo estudio

Capítulo 5. Determinación de disminución de potencia e impacto económico causado por el deterioro de paneles fotovoltaicos

5.1. Introducción

El estado del arte en la degradación de paneles fotovoltaicos se ha centrado en determinar la disminución de potencia causada por diferentes modos de degradación encontrados en las celdas mediante diferentes técnicas de detección como la termografía, la electroluminiscencia y el análisis de curvas características I-V.

En el Ecuador, la adopción de energía solar fotovoltaica ha tenido un crecimiento discreto, a pesar de que desde el año 2013 el gobierno firmó los contratos para construir 15 proyectos fotovoltaicos [131] que contemplan instalaciones de hasta 20MW. Los proyectos más conocidos se muestran en la Tabla 5.1:

Tabla 5.1. Proyectos fotovoltaicos más importantes del Ecuador [132][133]

Proyecto	Ubicación	Capacidad [MW]	Conexión
Híbrido Isabela	Galápagos	2.33	Aislado
Puerto Ayora	Galápagos	1.5	Aislado
Isla Baltra	Galápagos	0.2	Aislado
Programa Eurosolar	Varios	91 kits x 1.1kW	Aislado
Paragachi	Ibarra	1	Conectado al S.N.I.

En plantas de menor escala la empresa eléctrica Quito tiene un sistema de 44kWp, y en el ámbito local, empresas como la CENTROSUR tiene en su edificio matriz una instalación fotovoltaica de 28kWp, la Universidad de Cuenca con 35kWp y recientemente la Universidad del Azuay ha instalado en su campus un parque de 60kWp. Todos estos sistemas están conectados a la red de distribución local. También, en el oriente ecuatoriano se tienen múltiples instalaciones fotovoltaicas en sistemas aislados. Todas estas instalaciones pueden considerarse relativamente nuevas (menos de 10 años). Sin embargo, debe contemplarse que el envejecimiento normal, y el deterioro acelerado causado por múltiples factores puede afectar el desempeño de estas centrales. En la



actualidad el gobierno nacional se encuentra en fases iniciales del proyecto para la granja solar fotovoltaica más grande del país denominado proyecto Aromo de 200MW [134].

Tomando en consideración el largo plazo de funcionamiento, no se ha encontrado en la literatura existente un estudio que haga referencia a la relación entre el deterioro de los paneles y el ámbito económico. Es así que no existen procedimientos para determinar la devaluación de los paneles fotovoltaicos instalados en una granja solar que tomen en cuenta la degradación de los paneles, ni tampoco se ha encontrado una metodología para evaluar una instalación fotovoltaica con deterioro acelerado.

En instalaciones residenciales el panorama es similar, es así que, si el dueño de una vivienda con paneles fotovoltaicos requiere venderla, o mejorar la instalación fotovoltaica, no se tiene una manera de dar un precio a los paneles basándose en su verdadero desempeño eléctrico.

5.2. Disminución de potencia por degradación

En el capítulo 2 se revisaron los principales modos de deterioro, sus causas y consecuencias. El análisis de los estudios revisados se basa en determinar la disminución de potencia de cada modo de deterioro, su severidad y la cantidad de celdas comprometidas. No obstante, establecer exactamente el porcentaje de pérdida de potencia es una tarea compleja, y los estudios en general han logrado determinar este valor de una manera aproximada pero que puede ser extrapolada a una cantidad mayor de celdas que presenten defectos. De esta manera, en la Tabla 5.2 se muestran los principales modos de deterioro y la disminución de potencia que pueden ocasionar. Los valores de porcentaje de pérdida de potencia contemplan los valores más altos observados en los estudios revisados y el número de celdas comprometidas deben contabilizarse cuando las celdas estén en diferentes strings internos de cada panel, es decir, se debe conocer la topología de conexión de celdas en serie y paralelo, debido a que los porcentajes sólo deberán sumarse en el caso de que las celdas con deterioro estén en paralelo. Así por ejemplo, si un panel tiene 3 celdas agrietadas, 2 en un serie y la otra fuera del string, se contabilizarían únicamente 2, esto debido a que la corriente se vería limitada por la celda con mayor deterioro.

Tabla 5.2. Pérdida de potencia por modo de deterioro

Modo de deterioro	Severidad	Porcentaje de pérdida de potencia por celda comprometida en paralelo	Observaciones	Referencia
Descoloración del encapsulante	Leve	0.96%	Descoloración leve, se puede observar como un color café claro en la celda.	[33]
	Medio	3.04%	Descoloración media, se puede observar como un cuadro café en el centro de la celda.	[33]
	Grave	11.20%	Descoloración grave, el cuadro de color café cubre toda la celda.	[33]
Delaminación	Leve	3.3%	La delaminación es visible bajo una inspección detallada, no compromete un área mayor de la celda.	[135]
	Medio	13%	La delaminación es visible de manera simple, y compromete una parte significativa de la celda.	[136]
	Grave	45%	La delaminación es visible, compromete la mayor parte o la totalidad de la celda.	[36]
Grietas en celdas	Leve	0.97%	Grietas paralelas a las barras de conexión	[39]
	Medio	1.04%	Grietas en múltiples direcciones	[39]
	Grave	2.5%	Grietas que ocasionan que partes de la celda se hayan desprendido de la misma.	[137]
Puntos calientes	Leve	2%	Puntos calientes en partes de la celda no comprometen su totalidad, con $5 < \Delta T < 15^{\circ}\text{C}$	[44], [94]
	Medio	17%	Punto caliente se observa en toda la celda, pero con $15 < \Delta T < 30^{\circ}\text{C}$	[44], [94]
	Grave	70%	Punto caliente en toda el área de la celda y que presente un riesgo para el algoritmo de MPPT. Fallas con $\Delta T > 30^{\circ}\text{C}$	[43], [94]
PID	Leve	2%	Baja cantidad de celdas afectadas por PID, $0.1 < \Delta T < 2^{\circ}\text{C}$	[45]
	Medio	6%	Cantidad media de celdas afectadas por PID, $2 < \Delta T < 4^{\circ}\text{C}$	[45]
	Grave	8%	Todas las celdas afectadas por PID, $4 < \Delta T < 6^{\circ}\text{C}$	[45]



Para el caso de estudio de los paneles de la Universidad de Cuenca, la severidad del deterioro se determinó de manera manual, considerando las referencias de los estudios existentes. Las cantidades de celdas o paneles y el tipo de deterioro encontrado se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Modo de deterioro, severidad y número de celdas comprometidas en los paneles de la Universidad de Cuenca

Modo de deterioro	Panel	N de celdas	Severidad
Delaminación	P5_003	1	Leve
	P5_008	1	Leve
	P7_003	1	Leve
Grietas en celdas	P5_001	2	Medio
	P5_001	1	Leve
	P5_003	2	Grave
	P5_005	1	Grave
	P5_006	1	Leve
	P5_008	1	Grave
	P5_008	1	Medio
	P6_001	3	Medio
	P6_005	2	Grave
	P6_007	2	Medio
	P6_002	1	Leve
	P6_012	1	Grave
	P8_004	1	Medio
	P8_004	1	Grave
	P9_006	1	Medio
	P9_006	1	Leve
Puntos calientes	p5_013	1	Medio
PID	p5_002	1	Leve
	P5_003	1	Leve
	P5_008	2	Leve
	p5_013	1	Leve
	P6_004	3	Leve
	P6_005	2	Leve
	P7_005	3	Leve
	P7_007	2	Leve

Si tomamos por ejemplo el panel P5_003, los deterioros encontrados son la delaminación, grietas y PID, y según su severidad la disminución de potencia está dada por:



$$P_{perdida} = 3 \times 2 + 2.5 \times 2 + 2 \times 1 = 10\%$$

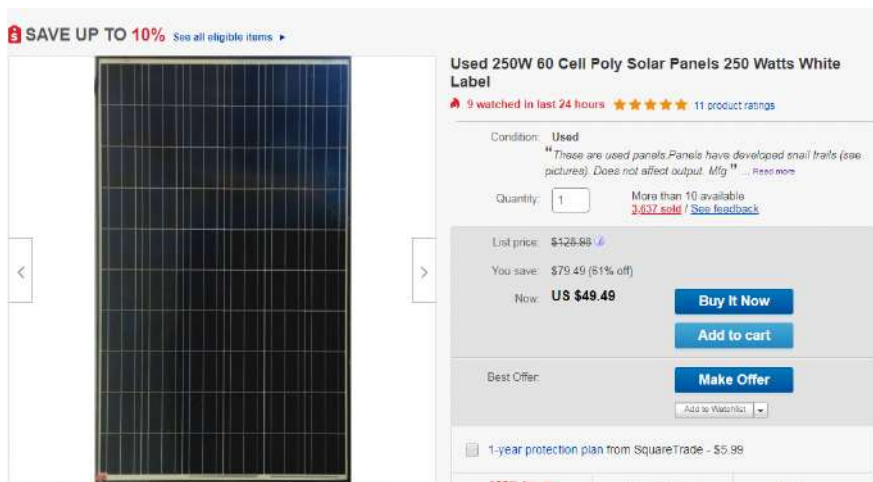
Si revisamos la curva P-V del panel, se observa una disminución de potencia medida de 8.88%, por lo cual los valores de la Tabla 5.2 son una buena aproximación para determinar la potencia perdida por diferentes modos de deterioro presentes en un panel fotovoltaico, pero la complejidad radica en la correcta definición de la severidad. Este porcentaje también es consistente con la garantía entregada por el fabricante [138].

5.3. Devaluación de paneles fotovoltaicos

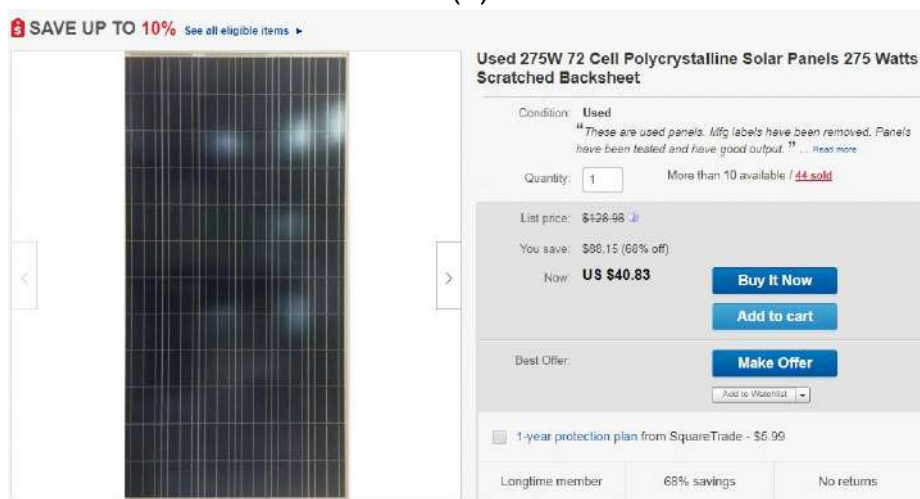
La devaluación o impacto económico de paneles fotovoltaicos, producto de su deterioro, es un tema que no es tratado comúnmente, por lo que como se mencionó en la introducción de este capítulo, no se encontraron estudios científicos publicados al respecto. Este particular no resulta extraño debido a que las granjas fotovoltaicas de gran escala aprovechan sus paneles al máximo y dentro de sus programas de mantenimiento los paneles con deterioro significativo deben ser cambiados por paneles nuevos, y los anteriores deberían ser dados de baja y reciclados, destruidos, o en el mejor de los escenarios pueden ser donados para investigación.

Otra realidad es la que ocurre en el mercado privado y residencial, donde pueden tenerse escenarios donde los propietarios de los paneles tengan planificada una actualización de su sistema, la venta de la propiedad incluyendo los paneles, o deseen adquirir paneles usados para disminuir los costos de instalación.

Las referencias que se encontraron en cuanto a la venta de paneles solares usados son en su mayoría de páginas web comerciales que no tienen un impacto científico, pero constituyen una referencia válida para el costo de paneles usados en el mercado. De esta manera, en [139] se observa un caso de venta de paneles usados, a un precio de 0.60USD por vatio, con lo cual un panel de 250Wp similar a los instalados en la Universidad de Cuenca tendría un costo de 150USD. Otros ejemplos de paneles solares usados se pueden encontrar mediante una búsqueda en portales como ebay, donde se venden paneles solares a costos que oscilan entre los 0.15USD y 0.2USD por vatio (Figura 5.1).



(a)



(b)



(c)

Figura 5.1. Ejemplos de venta de paneles fotovoltaicos usados en la plataforma ebay
(a) 0.2USD/W (b) 0.15USD/W (c) 0.20USD/W

Muchos de los paneles usados encontrados en estos portales de venta, no poseen información sobre los modos de deterioro encontrados, ni presentan una curva I-V para conocer el desempeño del panel. También es común que no se encuentren marcas ni modelos de los paneles por lo que se dificulta conocer el verdadero estado de salud del panel. Además, se encontraron ejemplos con costos tan bajos como 0.1USD/W, lo cual resulta en una complejidad mayor al momento de estimar un costo referencial de un panel usado. Sin embargo y en función de lo observado en páginas de ventas de este tipo de equipos se puede tomar como referencia un costo de 0.2USD/W.

Otro inconveniente adicional surge por la disminución de costos de los paneles nuevos, teniendo que en el año 2019, según [140] el costo promedio de un panel solar llegó a los 0.20USD/W (Figura 5.2), lo cual para un panel de 250W indicaría un costo de 50USD sin contar envío ni impuestos.

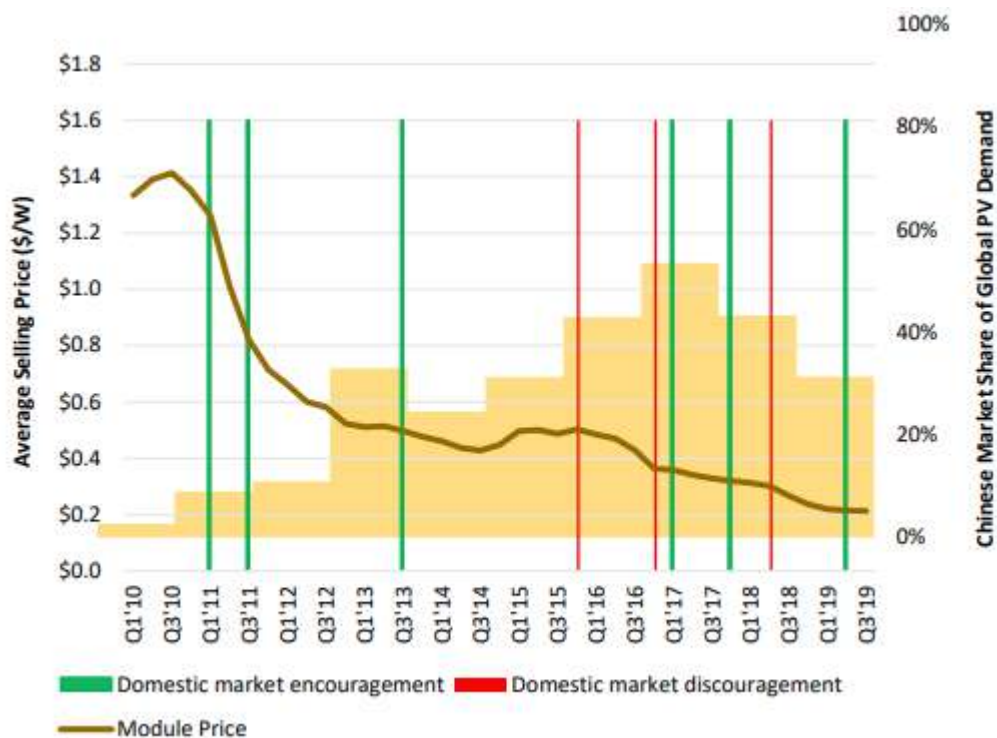


Figura 5.2. Costo promedio de paneles fotovoltaicos y porcentaje de mercado chino [140]

Al revisar el caso de estudio de la Universidad de Cuenca, los paneles solares existentes fueron adquiridos en el año 2014 a un precio referencial de 365.00USD [141], mientras que en enero del año 2020 un panel de la misma marca y de potencia ligeramente superior (265Wp) tiene un costo de 163.47USD [142] (sin costo de envío ni impuestos), es decir, una disminución del costo inicial del 44.78% en apenas 5 años y sin considerar que los impuestos a paneles fotovoltaicos disminuyen considerablemente.



En cuanto al cálculo de devaluación, el inconveniente causado por la disminución drástica del costo de paneles fotovoltaicos nuevos radica en el límite que esto implica para el costo de los paneles usados en el mercado, ya que el usuario final puede solucionar su requerimiento de paneles con equipos nuevos antes que considerar la adquisición de un equipo usado.

5.4. Metodología propuesta

Para obtener un método para determinar la devaluación económica de los paneles fotovoltaicos existentes en una granja solar, se propone considerar los siguientes parámetros.

1. Tamaño adecuado de la muestra
2. Grado de deterioro de paneles existentes
3. Proyección de generación fotovoltaica restante en el periodo de vida útil del panel

5.4.1. Tamaño adecuado de la muestra

En cuanto a una granja solar completa se refiere, uno de los factores importantes a tener en cuenta es el número de paneles a los cuales se debe realizar pruebas de detección de deterioro para tener una idea de la devaluación total de la planta. Si bien se puede hacer una inspección de todos los paneles existentes, en granjas solares de mediana y gran escala, el tiempo que tomaría analizar los miles de paneles instalados puede constituir un gasto elevado tanto por el personal requerido como por el uso de los equipos especializados.

Considerando un costo promedio de 20,000.00USD para una cámara InGaAs, 5,000.00USD para una cámara térmica, 4,000.00USD para un trazador de curvas con un porcentaje del 1% por alquiler diario y 4.06USD/hora como salario de un ingeniero eléctrico [143], en la Tabla 5.4 se muestra el costo por panel para realizar la ejecución de termografía, análisis de curvas y electroluminiscencia. Los tiempos de ejecución fueron tomados de las pruebas realizadas en los paneles fotovoltaicos de la Universidad de Cuenca



Tabla 5.4. Tiempos y costo de ejecución de técnicas de detección de degradación por panel

Técnica de detección de degradación	Actividad	Tiempo estimado [minutos]	Costo estimado por trabajador [USD]	Costo estimado por alquiler de equipos [USD]	TOTAL [USD]
Termografía	Ubicación de la cámara	1	0.07	0.60	0.67
	Captura de la imagen	0.5	0.03	0.30	0.34
Análisis de curvas I-V/P-V	Configuración de programa de captura de datos	4	0.27	2.42	2.69
	Desconexión y conexión del panel	1	0.07	0.60	0.67
	Ubicación de sensor de radiación y temperatura	1	0.07	0.60	0.67
	Trazado de curva	0.5	0.03	0.30	0.34
Electroluminiscencia	Ubicación de cámara oscura	3	0.20	1.81	2.02
	Captura de imagen	2	0.14	1.21	1.34
	Procesamiento previo (in-situ) de la imagen	3	0.20	1.81	2.02
Subtotal		16	1.08	9.67	10.75

De esta manera, con un valor de 10.75USD/panel, el costo de evaluación de los 140 paneles fotovoltaicos de la Universidad de Cuenca puede llegar a un valor total de 1504.91USD y tomaría aproximadamente 37 horas. En el caso de instalaciones con más paneles, como el caso de la central Paragachi con 4160 paneles, el costo de evaluación sería de 44,717.23USD y tomaría 1109 horas. Por lo tanto, una evaluación total es inviable, por lo que se debe tomar una muestra significativa y ejecutar el estudio en un porcentaje de los paneles existentes.



Para esto, se obtiene el tamaño adecuado de la muestra para una población finita mediante la ecuación 28 [144].

$$\text{Tamaño de la muestra} = \frac{\frac{z^2 p(1-p)}{e^2}}{1 + \left(\frac{z^2 p(1-p)}{e^2 N} \right)} \quad (\text{Eq.28})$$

Donde:

N=tamaño de la población

e=margen de error

z=puntuación z

p= nivel de confianza

Para un nivel de confianza del 90%, 10% de error y un tamaño de población de 140 paneles (caso de la Universidad de Cuenca), el tamaño de la muestra es de 46 paneles que deben ser analizados para tener una aproximación aceptable del estado general de la instalación, el cual pudiera tener un costo de 494.47USD y tomaría un tiempo aproximado de 12 horas.

5.4.2. Grado de deterioro de paneles existentes

El grado de deterioro del panel fotovoltaico debe ser determinado con los valores mostrados en la Tabla 5.2. El grado de severidad puede ser definido de manera manual o utilizando procesamiento de imágenes, lo cual puede aumentar los costos de evaluación del estudio.

La disminución exacta de potencia puede ser determinada directamente de las curvas I-V y P-V corregidas a STC o a la radiación del sitio de emplazamiento del panel. Sin embargo, se propone una alternativa basada en los modos de deterioro detectados con otras técnicas de detección, así, según lo revisado en el capítulo 2, los modos de deterioro más comunes y con mayor impacto en la potencia del panel son la descoloración del encapsulante (DE), delaminación (DL), grietas en celdas (GC), puntos calientes (PC) y PID. La potencia del panel con deterioro se determinaría con la ecuación 29.

$$P_{panel} = P_N - \frac{P_N(P_{DE}+P_{DL}+P_{GC}+P_{GC}+P_{PID})}{100} \quad (\text{Eq. 29})$$

Si tomamos por ejemplo el panel P5_003 de los casos anteriores, el cual presentaba una pérdida total de 10%, la potencia del panel se vería disminuida a $P_{panel}=225W$ (231W obtenidos con el trazado de curva P-V). Con este valor de potencia, podemos calcular de manera simple un costo del panel según la ecuación 30.



$$Costo_{panel} = \left[\frac{USD}{W} \right]_{mercado} * P_{panel} = 0.2 * P_{panel} \quad (Eq.30)$$

Donde el valor de 0.2 es obtenido de una investigación del mercado actual y P_{panel} es el precio inicial pagado por el panel. De esta manera, para el panel P5_003, su costo de venta sería de 45.00USD, por lo que tomando en cuenta su valor inicial de 365.00USD es una depreciación del 87.67% en 4 años de funcionamiento.

Revisando los resultados del deterioro encontrado en los paneles de la Universidad de Cuenca, como se mostró en la Tabla 5.3, se contabilizó el deterioro total de cada panel, y el costo de venta el cual se muestra en la Tabla 5.5. Se observa el porcentaje máximo de deterioro por cada string, el cual es el valor que debe tomarse como referencia debido a la limitación de la corriente de celdas y paneles en serie.

Tabla 5.5. Porcentaje de deterioro determinado para paneles de la Universidad de Cuenca

Modo de deterioro	Porcentaje de pérdida de potencia por deterioro determinado [%]	Potencia del panel con deterioro [W]	Costo del panel [USD]	Máximo porcentaje de pérdida de potencia por deterioro por string [%]
P5_001	3.05	242.38	48.48	19.00
p5_002	2	245.00	49.00	
P5_003	10	225.00	45.00	
P5_005	2.5	243.75	48.75	
P5_006	0.97	247.58	49.52	
P5_008	10.54	223.65	44.73	
p5_013	19	202.50	40.50	
P6_001	3.12	242.20	48.44	9.00
P6_002	0.97	247.58	49.52	
P6_004	6	235.00	47.00	
P6_005	9	227.50	45.50	
P6_007	2.08	244.80	48.96	
P6_012	2.5	243.75	48.75	
P7_003	3	242.50	48.50	6.00
P7_005	6	235.00	47.00	
P7_007	4	240.00	48.00	
P8_004	3.54	241.15	48.23	3.54
P9_006	1.04	247.40	49.48	



Considerando un 1% de pérdida de potencia por deterioro por año [145] para los strings que no mostraron modos de deterioro acelerado, la potencia nominal de la instalación fotovoltaica de la Universidad de Cuenca disminuye en un 7.19% (durante el tiempo de funcionamiento de la instalación). Los valores de potencia para cada string y la eficiencia considerando el deterioro se muestran en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Valores de potencia y eficiencia de los strings de la Universidad de Cuenca considerando deterioro

Tipo de panel	String	Porcentaje de pérdida de potencia por deterioro [%]	Potencia nominal [W]	Potencia considerando degradación [W]	Eficiencia considerando degradación [%]	Eficiencia nominal [%]
Policristalino	P1	5	3750	3562.50	14.58	15.35
	P2	5	3750	3562.50	14.58	15.35
	P3	5	3750	3562.50	14.58	15.35
	P4	5	3750	3562.50	14.58	15.35
Monocristalino	P5	19	3750	3037.50	12.43	15.35
	P6	9	3750	3412.50	13.97	15.35
	P7	6	3750	3525.00	14.43	15.35
	P8	3.54	3750	3617.25	14.81	15.35
Total			30000	27842.25		

Con estos valores, y tomando el promedio de la eficiencia, se realizó la proyección de la potencia generada por la instalación fotovoltaica y se la comparó con los datos reales obtenidos del sistema SCADA de la Universidad de Cuenca. En la Figura 5.3 se muestran las potencias de los paneles monocristalinos tanto para los valores medidos con el sistema SCADA, para los valores esperados según la eficiencia entregada por el fabricante y para la proyección considerando la degradación. Para esta última se tomó el valor promedio de eficiencia de los paneles con deterioro, es decir 13.91%. Se observa que para un punto en particular de la curva se tiene que el dato medido es de 12.59kW, el dato esperado es de 14.92kW y el dato con degradación es de 12.55kW. De los datos en conjunto para los días 20, 21, 25, 26, 29 y 30 de noviembre de 2019 el error promedio entre la curva medida y la curva que considera deterioro es del 5.15%, lo cual comparándolo con el 7.19% obtenido de la Tabla 5.6 tiene una diferencia del 2.04%.

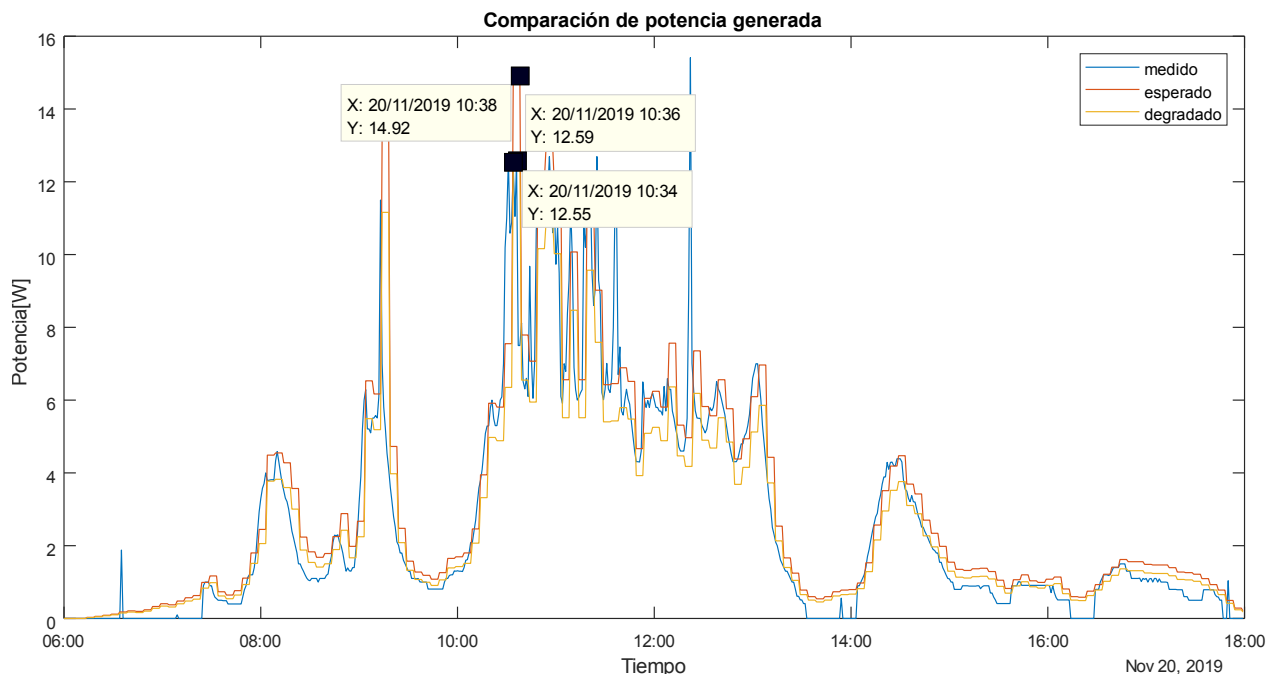


Figura 5.3. Comparación de la potencia medida, esperada y degradada para los paneles monocristalinos de la Universidad de Cuenca

5.4.3. Reciclaje de paneles fotovoltaicos

Una opción de obtener un rédito económico de un panel fotovoltaico usado es el valor que se puede obtener por el reciclaje de sus componentes. Los paneles fotovoltaicos están contruidos con materiales que pueden ser reciclados y según [146] están compuestos por los porcentajes mostrados en la Figura 5.4.

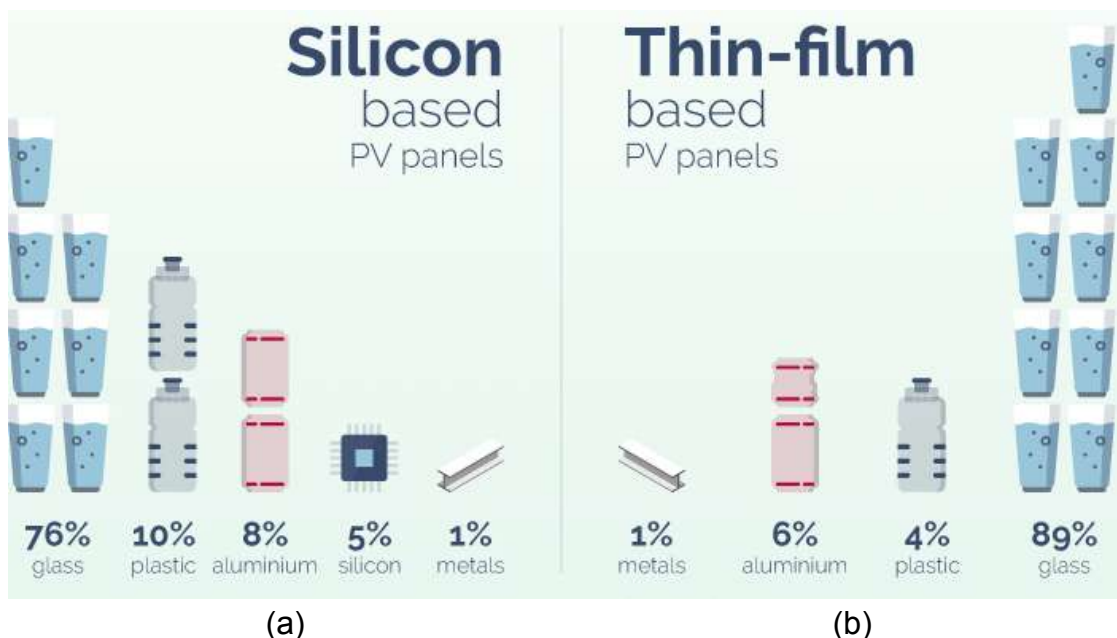


Figura 5.4. Porcentaje de materiales que componen un panel fotovoltaico (a) de tipo silicio (b) de tipo película delgada [146]

Tomando en cuenta el precio referencial de materiales reciclables mostrado en [147], se puede obtener un valor de reciclaje como el que se observa en la Tabla 5.7. Este costo está calculado para un panel Atersa A-250P de 21.5kg, como los existentes en la Universidad de Cuenca.

Tabla 5.7. Costo de un panel fotovoltaico por reciclaje de sus componentes

Material	Porcentaje reciclable	Peso [kg]	Costo por kg	Total [USD]
Vidrio	76%	16.34	0.08	\$1.31
Plástico	10%	2.15	0.17	\$0.37
Aluminio	8%	1.72	0.53	\$0.91
Silicio	5%	1.075	0.09	\$0.10
Otros metales	1%	0.215	0.14	\$0.03
Total				\$2.71

5.4.4. Proyección de generación fotovoltaica restante en el periodo de vida útil del panel

Una vez conocida la potencia del panel, podemos proyectar la generación eléctrica que puede generar el mismo durante su periodo restante de vida útil, la cual puede ser determinada por el fabricante, o tomarse 25 años como regla general [145]. Pero primero se debe conocer el valor de la irradiancia del sector donde se pretende colocar el panel, para lo cual se utiliza la información procedente de diferentes bases de datos nacionales o internacionales, uno de los más comunes en el Ecuador es el Atlas solar existente [148], el cual para la ubicación de los paneles de la Universidad de Cuenca, nos entrega los datos de irradiancia mostrados en la Figura 5.5.

Wh/m²/día

p_anual	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	tipo
2727.27	2822.95	2969.73	2901.32	2772.24	2530.27	2448.88	2587.70	2804.58	2847.41	2815.78	2657.54	2568.87	dir
2075.64	2194.27	1525.07	1866.14	1653.84	1923.84	1696.22	1694.11	1359.41	2050.38	2460.42	3089.79	3394.18	dir
4202.40	4373.61	4093.50	4289.70	3968.04	3849.71	3577.88	3726.97	3777.62	4359.10	4625.89	4859.42	4927.32	glo

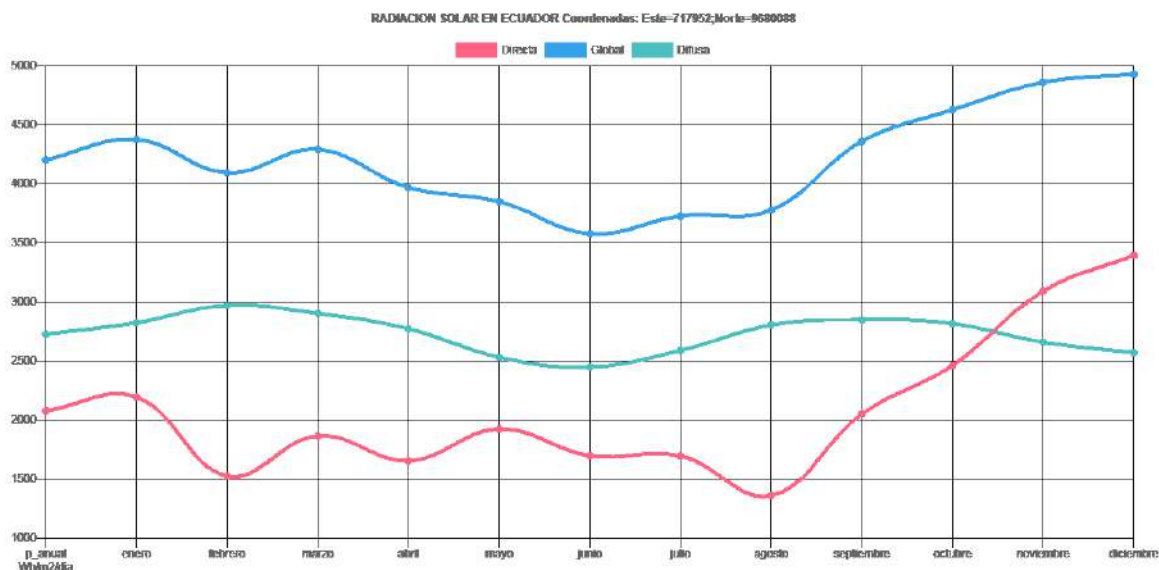


Figura 5.5. Datos de irradiación solar difusa, directa y global para el laboratorio de la Universidad de Cuenca [149]

Para obtener la energía generada del panel, se hace uso de las horas de sol pico o HSP [150], la cual está dada por la ecuación 30:

$$HSP[h] = \frac{H \left[\frac{kWh}{m^2} \right]}{I \left[\frac{kW}{m^2} \right]} \quad (\text{Eq. 30})$$



Donde:

H=Irradiación

I=Irradiancia

Con el valor de HSP, se puede calcular la energía de cada panel según la ecuación 31:

$$E_{panel} = P_{panel} \times HSP \times \eta_{panel} \quad (\text{Eq. 31})$$

Donde:

E_{panel} =energía producida por el panel en un día

P_{panel} =Potencia nominal del panel

η_{panel} =eficiencia del panel

Con los datos de irradiación solar obtenidos del Atlas Solar, una irradiancia de 1000W/m², y para un panel Atersa A-250P, en la Tabla 5.8 se muestra la energía que puede esperarse de cada panel y de la granja solar según la radiación global promedio de cada mes.

Tabla 5.8. Potencia y energía generada por paneles Atersa A-250P sin degradación en función de la irradiación global del sitio, y el área y eficiencia del módulo.

Mes	Irradiación global [kwh/m ² /día]	HSP [h]	Energía generada por el panel [Wh/día]	Energía generada por la granja [Wh/día]
Enero	4,373.61	4.37	925.57	129,579.13
Febrero	4,093.50	4.09	866.29	121,280.17
Marzo	4,289.70	4.29	907.81	127,093.09
Abril	3,968.04	3.97	839.74	117,563.11
Mayo	3,849.71	3.85	814.69	114,057.28
Junio	3,577.88	3.58	757.17	106,003.64
Julio	3,726.97	3.73	788.72	110,420.80
Agosto	3,777.62	3.78	799.44	111,921.44
Septiembre	4,359.10	4.36	922.49	129,149.24
Octubre	4,625.89	4.63	978.95	137,053.56
Noviembre	4,859.42	4.86	1,028.37	143,972.47
Diciembre	4,927.32	4.93	1,042.74	145,984.17
Promedio anual	4,202.40	4.20	889.33	124,506.61



Con estos datos, considerando un costo de energía de 0.10USD/kWh y contando 365 días de producción, un panel puede generar 324.68kWh durante un año, lo que equivale a 32.47 USD de producción. En el caso de la granja de la Universidad de Cuenca, la energía generada en un año con este cálculo sería de 45,455.89kWh, con un valor generado de 4,545.59USD. De esta manera, un panel fotovoltaico emplazado en el sitio de estudio debe generar 811.71USD durante 25 años de vida útil sin considerar su deterioro normal (1% anual según [145]), lo cual debe ser considerado al momento de calcular su valor real.

5.4.5. Cálculo de devaluación y avalúo

En primera instancia se propone el cálculo del costo de un panel fotovoltaico considerando los efectos causados por el deterioro, el valor de mercado y el potencial de reciclaje. Esta devaluación se propone utilizarla en procesos de venta de paneles dados de baja o por actualización de las instalaciones existentes. La ecuación 32 muestra el cálculo mencionado.

$$Costo_{panel} = (P_{PD}) \times \frac{USD}{W_{mercado}} + C_{análisis} + C_{reciclaje} \quad (\text{Eq. 32})$$

Donde

Costo_{panel}=Costo total del panel

P_{PD}=Potencia del panel con deterioro

C_{análisis}=Costo unitario del análisis de deterioro y las pruebas realizadas en el panel

C_{reciclaje}=valor económico que se puede obtener del reciclaje del panel

Para el panel P5_003, su costo sería:

Por ejemplo, aplicando la ecuación 32 al panel P5_003, se obtiene:

$$Costo \text{ de panel } P5_{003} = 225 \times 0.2 + 10.75 + 2.71 = 58.46USD$$

Lo que significa un valor de 0.26USD/W.

Esta reducción del costo inicial de 365.00USD constituye el 83.98%, es decir una devaluación 20.99% por año.



En el caso de requerir el avalúo de la instalación existente, el panorama cambia, debido al potencial de generación de los paneles. En este caso, la ecuación 33 se propone para el cálculo del avalúo de la instalación

$$Av = N_p \times \left[\left(H_{anual} \times \eta_{panel} \times A_{panel} \right) \times (1 - D) \times HSP \times \frac{365}{1000} \right] \times E + C_{paneles} + C_{activos}$$

(Eq. 33)

Donde

Av =avalúo total de la instalación

N_p =Número de paneles en la instalación

H_{anual} =radiación anual promedio

η_{panel} =eficiencia de los paneles

A_{panel} =área de los paneles

D =porcentaje de deterioro promedio de los paneles

HSP =horas de sol pico promedio anual

E =Costo de energía producida en un año

$C_{paneles}$ =costo unitario de los paneles de la instalación de venta de paneles usados

$C_{activos}$ =costo total de los activos adicionales (inversores, estructuras, etc.)

En el caso de la Universidad de Cuenca, sin considerar el costo de activos, los paneles solares tendrían un avalúo de 22,005.78USD sólo por los paneles existentes sin contar la infraestructura adicional del laboratorio y el soporte metálico de paneles.



Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

Existe una gran variedad de modos de deterioro en paneles fotovoltaicos, los cuales tienen un grado diferente de impacto en la disminución de la potencia del panel en función de su severidad. Sin embargo, los modos más comunes y de mayor impacto en la disminución de potencia son los causados por la delaminación del panel, la descoloración de encapsulante, el agrietamiento de celdas, puntos calientes y PID. Todos estos modos de deterioro fueron encontrados en la instalación fotovoltaica del laboratorio de microrred eléctrica de la Universidad de Cuenca.

Se observó en el estudio que los paneles monocristalinos presentan una mayor cantidad de celdas con deterioro, en particular se encontró una cantidad importante de celdas agrietadas, lo cual pudo ser causado por inconvenientes en la instalación de los paneles y por el transporte de los paneles hasta el país. No obstante, la disminución de potencia no superó lo ofertado en la garantía del fabricante, con excepción del panel con un punto caliente, por lo cual los paneles de la Universidad de Cuenca presentan un deterioro esperado para el tiempo de funcionamiento de la instalación.

La termografía de bajo costo resultó ser un método de detección de deterioro que puede ser utilizado para obtener una primera evaluación del estado general de la instalación. Si bien se pueden encontrar puntos calientes con facilidad, análisis más avanzados que permitan observar el deterioro por PID no fueron posibles debido a la resolución de la cámara térmica utilizada, por cuanto estudios de bajo costo que pretenden analizar la degradación por potencial inducido PID es cuestionable actualmente por este método.

La electroluminiscencia de bajo costo permite la detección adecuada de todos los modos de deterioro analizados. El principal inconveniente presentado con este tipo de equipos es el requerimiento de trabajar a una corriente mayor a $1/10 I_{sc}$, por lo que, con equipamiento de bajo costo, el control de corriente puede ser poco preciso y puede ocasionar un estrés eléctrico y térmico en las celdas al largo plazo en caso de exceder la corriente.

Con el prototipo del sistema registrador de radiación, tensión y corriente, se verificó la disminución de la energía generada por un panel con deterioro, encontrando la diferencia de comportamiento de los perfiles de tensión y corriente. El análisis de estos perfiles consiste en una técnica no invasiva y de bajo costo que puede ser utilizada para la detección de deterioro de paneles en tiempo real.



De las pruebas realizadas se observó una diferencia entre el piranómetro de la Universidad de Cuenca y el del prototipo, por lo que se llevó a cabo la calibración de los piranómetros utilizando una estación referenciada y calibrada del INAMHI, obteniendo un 16% y 20% de error respectivamente. Si bien estos valores están dentro de lo esperado por la tecnología de los piranómetros de bajo costo, constituye un error significativo para realizar proyecciones exactas o análisis de deterioro basado en perfiles de tensión y corriente debido a que al momento de realizar la corrección a STC, este error se suma al inherente a la corrección, por lo que un deterioro leve no podría ser detectado por este método.

En cuanto a las técnicas de detección de deterioro aplicadas a los paneles fotovoltaicos de la Universidad de Cuenca, se observó que la electroluminiscencia, termografía y trazado de curvas I-V son viables para la detección de fallos en una instalación fotovoltaica, entregando información relevante sobre el estado de los paneles. Otras técnicas como el trazado de curvas I-V oscuras, la fotoluminiscencia y las pruebas de PID no fueron ejecutadas, pero deben ser estudiadas a profundidad ya que pueden ser una ayuda importante para determinar con mayor exactitud los modos de deterioro observados.

En las pruebas de termografía se encontraron dos paneles con puntos calientes, uno de los cuales presentó una disminución de del 33.83% de su potencia nominal. Con esto se verifica que un punto caliente constituye un deterioro importante y que debe monitorearse continuamente debido a que compromete directamente a la energía entregada por el panel y del string al que está conectado. Los puntos calientes se encontraron únicamente en paneles de tipo monocristalino. De las imágenes de otros paneles existentes en la granja fotovoltaica de la Universidad de Cuenca, el análisis de termografía no es concluyente por sí solo, debido a la existencia de múltiples interferencias (reflejos, gradientes de temperatura por el calentamiento gradual de los paneles, sombra por la cámara y el trípode, etc.), por lo tanto, son necesarias la electroluminiscencia y el trazado de curvas para concluir adecuadamente sobre la existencia de un tipo de deterioro.

La prueba de electroluminiscencia reveló resultados importantes, permitiendo observar grietas en las celdas de los paneles fotovoltaicos. Se observó que los paneles monocristalinos tienen un porcentaje mayor de celdas con grietas en comparación con los policristalinos. Se observaron modos de deterioro en todos los paneles analizados con diferentes severidades.

En la prueba de trazado de curvas I-V se verificaron los resultados obtenidos mediante electroluminiscencia y termografía, encontrando porcentajes de disminución de potencia desde 0.23% hasta 13.202%, con la excepción del panel con punto caliente. Los paneles monocristalinos presentaron un porcentaje de disminución de potencia promedio de



5.37%, mientras que los policristalinos un 4.21%, lo cual corresponde a un deterioro de 1.61% y 1.05% anual, respectivamente. También es importante recalcar que se encontraron modos de deterioro en todos los paneles analizados, lo cual indica un porcentaje de degradación mayor a otros estudios realizados en granjas del mismo tiempo de funcionamiento. Esto puede deberse a varios factores como horas de exposición a la luz solar y a la radiación solar elevada que se tiene en zonas ecuatoriales.

La devaluación económica de paneles fotovoltaicos fue analizada y se propuso una metodología para determinar el costo real de un panel con deterioro. Al no existir estudios previos sobre esta temática en particular, la metodología propuesta se basa en la consideración de parámetros como la disminución de potencia, la proyección de energía producida, el costo que se puede obtener por reciclaje, y el costo de mercado. Este último parámetro es el que incide más en el costo del panel debido a la disminución drástica de costos que han experimentado los paneles fotovoltaicos durante los últimos años. Sin embargo, una vez que este costo se mantenga constante, las técnicas de detección de deterioro y la potencia real del panel tomarán verdadera importancia para determinar el costo de paneles usados o para el avalúo de una granja solar.

6.2. Recomendaciones

El estudio de deterioro de paneles fotovoltaicos es un área de investigación bastante amplia y relativamente reciente, por lo que no se pudo cubrir en su totalidad en el presente trabajo. Es necesaria la ampliación de temas y la realización de estudios de técnicas de deterioro como el bias PID, fotoluminiscencia UV, curvas I-V oscuras, etc., las cuales, si bien no son técnicas ampliamente utilizadas, pueden entregar información importante y en su mayoría pueden ser ejecutadas con equipos de bajo costo.

También, debe contemplarse el monitoreo anual del deterioro de los paneles de la Universidad de Cuenca con el objetivo de establecer un proyecto de investigación a mediano plazo.

Debe tenerse en consideración que el piranómetro existente en la estación meteorológica de la Universidad de Cuenca tiene un error 16.37%, por lo que los estudios que utilicen la variable de radiación deben tener en cuenta este error. Se recomienda adquirir un piranómetro de segunda clase con un error inferior al 1% con el objetivo de poder realizar estudios con mayor precisión de medida en esta variable.

Se verificó que las técnicas de termografía y electroluminiscencia pueden ser ejecutadas con equipos de bajo costo, sin embargo, es necesario contar con un patrón para poder realizar otros análisis más avanzados, por lo que se recomienda la adquisición de una cámara térmica y una cámara InGaAs para el laboratorio.



Para replicar el estudio de termografía y obtener mejores resultados, se debe tener especial cuidado con la ubicación de la cámara térmica y la nubosidad del día en el que se realice la prueba, ya que estos parámetros van a incidir directamente en la calidad de la imagen obtenida.

6.3. Publicaciones derivadas

Como producto del presente tema de tesis, se obtuvieron las siguientes publicaciones derivadas del trabajo realizado:

1. M.A. Dávila-Sacoto, L.G. González. “Análisis del uso de cámaras térmicas de bajo costo para estudios de termografía en paneles fotovoltaicos”. Artículo aceptado para publicación en el III Congreso I+D+Ingeniería de la Universidad de Cuenca, Ecuador.
2. M.A. Dávila-Sacoto, Luis Hernández-Callejo, Víctor Alonso-Gómez, Sara Gallardo-Saavedra, L.G. González. “Detecting hot spots in photovoltaic panels using low-cost thermal cameras”. Artículo publicado en el Segundo Congreso Iberoamericano de Ciudades Inteligentes (ICSC-CITIES 2019), España. Springer DOI: 10.1007/978-3-030-38889-8_4.
3. M.A. Dávila-Sacoto, Luis Hernández-Callejo, Víctor Alonso-Gómez, Sara Gallardo-Saavedra, L.G. González. “Low-cost infrared thermography in aid of photovoltaic panels degradation research”. Artículo aprobado para su publicación en la Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, Colombia.
4. M.A. Dávila-Sacoto, L.G. González, J.L. Espinoza, Luis Hernández-Callejo. “Degradation Analysis of 5-year field exposed photovoltaic modules using low-cost thermography, electroluminescence and I-V curve tests in Ecuador”. Resumen de artículo aceptado para la 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Turquía.



Bibliografía

- [1] C. Backus *et al.*, *Solar Energy Engineering*. Academic Press, Inc., 1977.
- [2] International Energy Agency, “Global energy demand rose by 2.3% in 2018, its fastest pace in the last decade,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/newsroom/news/2019/march/global-energy-demand-rose-by-23-in-2018-its-fastest-pace-in-the-last-decade.html>. [Accessed: 09-Oct-2019].
- [3] K. Academi, “Photoelectric effect.” [Online]. Available: <https://www.khanacademy.org/science/physics/quantum-physics/photons/a/photoelectric-effect>. [Accessed: 26-Dec-2019].
- [4] L. P. Lewis Fraas, *Solar Cells and Their Applications*. 2010.
- [5] M. Paggi, M. Corrado, and I. Berardone, “A global/local approach for the prediction of the electric response of cracked solar cells in photovoltaic modules under the action of mechanical loads,” *Eng. Fract. Mech.*, vol. 168, no. February, pp. 40–57, 2016.
- [6] D. Thorpe, *Solar Energy Pocket Reference*. Taylor & Fancis Group, 2018.
- [7] Fraunhofer, “Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report,” 2019.
- [8] Tindo Solar, “Poly vs Mono Crystalline.” [Online]. Available: <https://www.tindosolar.com.au/learn-more/poly-vs-mono-crystalline/>. [Accessed: 27-Oct-2019].
- [9] Panasonic, “Amorton - Celdas fotovoltaicas de silicio amorfo.” [Online]. Available: <https://www.panasonic-electric-works.com/es/amorton-celdas-fotovoltaicas-de-silicio-amorfo.htm>. [Accessed: 27-Oct-2019].
- [10] Viridian Solar, “Solar PV Panels.” [Online]. Available: <http://www.viridiansolar.co.uk/resources-4-3-PV-solar-modules.html>. [Accessed: 27-Oct-2019].
- [11] M. H. Velasco, “Performance Evaluation of Different PV-Array Configurations under Weak Light Conditions and Partial Shadings,” no. 164, p. 87, 2012.
- [12] A. Energy, “Bypass Diode Ensures Solar Panel Protection.” [Online]. Available: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/bypass-diode.html>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [13] W. A. B. John A. Duffie, *Wiley: Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition - John A. Duffie, William A. Beckman*. 2013.
- [14] A. Wagner, *Photovoltaik Engineering*. 2015.
- [15] E. T. Hashim and A. A. Abbood, “Temperature Effect on Photovoltaic Modules



- Power Drop,” *Al-Khawarizmi Eng. J.*, vol. 11, no. 2, pp. 62–73, 2015.
- [16] ITRPV, “International Technology Roadmap for Photovoltaic,” *ltrpv*, no. March, p. 76, 2018.
- [17] Solar Power World, “Crank it up: High-voltage solar systems save contractors cash.” [Online]. Available: <https://www.solarpowerworldonline.com/2018/11/high-voltage-solar-systems-save-contractors-cash/>. [Accessed: 13-Feb-2020].
- [18] Atersa, “Atersa A-250M datasheet.” pp. 0–1, 2019.
- [19] M. Diantoro, T. Suprayogi, A. Hidayat, A. Taufiq, A. Fuad, and R. Suryana, “Shockley’s equation fit analyses for solar cell parameters from I-V curves,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2018, 2018.
- [20] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvill, “Photovoltaic Array Performance Model,” 2004.
- [21] IEC, “IEC 60891,” 2010.
- [22] S. S. Priya, O. S. Sastry, B. Bora, and A. Kumar, “Comparison of curve correction procedure of current and voltage as per IEC 60891 for thin film technology,” *2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015*, pp. 2–5, 2015.
- [23] J. M. da Costa Po, “Assessment of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions,” vol. 4, p. 65, 2011.
- [24] C. E. Reviews, “Top 7 common myths about solar panels — Clean Energy Reviews.” [Online]. Available: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/top-myths-about-solar-panels>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [25] Solar Builder Magazine, “Aurora Solar remote shading assessment tool now allowed over on-site inspection by Connecticut Green Bank | Solar Builder.” [Online]. Available: <https://solarbuildermag.com/news/aurora-solar-remote-shading-assessment-tool-now-allowed-over-on-site-inspection-by-connecticut-green-bank/>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [26] Singingvegan, “Solar Power in Guatemala and the Best and Worst in Customer Service - Singing Vegan.” [Online]. Available: <https://www.singingvegan.com/solar-power-best-worst-customer-service/>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [27] Solar Service, “Should I Clean My Solar Panels? | Solar Service.” [Online]. Available: <https://solarservice-tx.com/solar-cleaning/should-i-clean-my-solar-panels/>. [Accessed: 30-Dec-2019].
- [28] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, and S. Hajighorbani, “Power loss due to soiling on solar panel: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1307–1316, 2016.
- [29] EMOV EP, *Informe de calidad del aire Cuenca 2018*. Cuenca: EMOV EP, 2018.



- [30] F. Spertino, P. Di, and F. Coro, "Non-Idealities in the I-V Characteristic of the PV Generators: Manufacturing Mismatch and Shading Effect," *Sol. Cells - Silicon Wafer-Based Technol.*, 2011.
- [31] U. S. E. I. A. (EIA), "Average U.S. construction costs for solar and wind continued to fall in 2016." [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=36813>. [Accessed: 27-Oct-2019].
- [32] D. C. Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, and K. T. VanSant, "Photovoltaic failure and degradation modes," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 25, no. 4, pp. 318–326, 2017.
- [33] J. H. Wohlgemuth, M. D. Kempe, and D. C. Miller, "Discoloration of PV encapsulants," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. September, pp. 3260–3265, 2013.
- [34] E. Kaplani, "Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [35] T. Van't Klooster, "Kinegrity: Sun Directed Solar Cells," 2017.
- [36] N. C. Park, J. S. Jeong, B. J. Kang, and D. H. Kim, "The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module," *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, no. 9–11, pp. 1818–1822, 2013.
- [37] M. Paggi, M. Corrado, and I. Berardone, "A global/local approach for the prediction of the electric response of cracked solar cells in photovoltaic modules under the action of mechanical loads," *Eng. Fract. Mech.*, vol. 168, no. December, pp. 40–57, 2016.
- [38] V. Gade, N. Shiradkar, M. Paggi, and J. Opalewski, "Predicting the long term power loss from cell cracks in PV modules," *2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015*, 2015.
- [39] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, "The Impact of Cracks on Photovoltaic Power," *J. Sci. Adv. Mater. Devices*, 2017.
- [40] Huawei, "50MW PV Plant Smart I-V Curve Diagnosis Overview Report," Munich, 2018.
- [41] S. Deng *et al.*, "Research on hot spot risk for high-efficiency solar module," *Energy Procedia*, vol. 130, pp. 77–86, 2017.
- [42] R. Moretón, E. Lorenzo, and L. Narvarte, "Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria," *Sol. Energy*, vol. 118, pp. 28–40, 2015.
- [43] M. Dhimish, "70% decrease of hot-spotted photovoltaic modules output power loss using novel MPPT algorithm," *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. PP, no. c, pp. 1–1, 2019.



- [44] P. Rajput, G. N. Tiwari, and O. S. Sastry, "Thermal modelling and experimental validation of hot spot in crystalline silicon photovoltaic modules for real outdoor condition," *Sol. Energy*, vol. 139, no. October 2016, pp. 569–580, 2016.
- [45] T. Kaden, K. Lammers, and H. J. Möller, "Power loss prognosis from thermographic images of PID affected silicon solar modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 142, pp. 24–28, 2015.
- [46] F. Martinez, E. Lorenzo, J. Muñoz, R. Parra, and T. Espino, "On-site tests for the detection of potential induced degradation in modules," 2014.
- [47] M. Köntges *et al.*, *Performance and reliability of photovoltaic systems subtask 3.2: Review of failures of photovoltaic modules*. 2013.
- [48] J. A. Tsanakas, L. Ha, and C. Buerhop, "Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 695–709, 2016.
- [49] E. Duran, M. Piliougine, M. Sidrach-De-Cardona, J. Galan, and J. M. Andujar, "Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: A review," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. May, 2008.
- [50] A. K. Gupta, N. S. Chauhan, and R. Saxena, "Real time I-V and P-V curve tracer using LabVIEW," *2016 1st Int. Conf. Innov. Challenges Cyber Secur. ICICCS 2016*, no. Iciccs, pp. 265–269, 2016.
- [51] N. A. Rahim and A. Rivai, "Binary-based tracer of photovoltaic array characteristics," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 8, no. 6, pp. 621–628, 2014.
- [52] F. Spertino, J. Ahmad, A. Ciocia, P. Di Leo, A. F. Murtaza, and M. Chiaberge, "Capacitor charging method for I-V curve tracer and MPPT in photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 119, pp. 461–473, 2015.
- [53] Y. Erkaya, I. Flory, and S. X. Marsillac, "Development of a string level I-V curve tracer," *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, no. October 2014, pp. 3104–3107, 2014.
- [54] A. V. Joglekar and B. Hegde, "Online I-V Tracer for per string monitoring and maintenance of PV panels," *IECON 2018 - 44th Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, vol. 1, pp. 1890–1894, 2019.
- [55] E. Durán, J. M. Enrique, M. A. Bohórquez, M. Sidrach-De-Cardona, J. E. Carretero, and J. M. Andújar, "A new Application of the Coupled-Inductors SEPIC Converter to obtain I-V and P-V Curves of Photovoltaic Modules," in *2005 European Conference on Power Electronics and Applications*, 2005, p. 10.
- [56] E. Durán, J. Galán, J. M. Andújar, D. D. I. Electrónica, D. S. Infor, and U. De Huelva, "A New Application of the Buck-Boost Derived Converters to Obtain the I-V Curve of Photovoltaic Modules," pp. 413–417, 2007.



- [57] E. Durán, J. M. Andújar, J. M. Enrique, and J. M. Pérez-Oria, "Determination of PV generator I-V/P-V characteristic curves using a DC-DC converter controlled by a virtual instrument," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [58] Solmetric, "Solmetric PV Analyzer I-V Curve Tracer with SolSensor TM User ' s Guide." .
- [59] C. W. Riley, "An Autonomous Online I-V Tracer for PV Monitoring Applications," p. 102, 2014.
- [60] M. Jankovec, M. Topič, and M. Herman, "Optimisation of the I–V measurement scan time through dynamic modelling of solar cells," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 7, no. 1, pp. 63–70, 2013.
- [61] M. Herman, M. Jankovec, and M. Topič, "Optimal I-V curve scan time of solar cells and modules in light of irradiance level," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2012, 2012.
- [62] Y. Zhang, S. Gao, and T. Gu, "Prediction of I-V characteristics for a PV panel by combining single diode model and explicit analytical model," *Sol. Energy*, vol. 144, pp. 349–355, 2017.
- [63] J. E. Quiroz, J. S. Stein, C. K. Carmignani, and K. Gillispie, "In-situ module-level I-V tracers for novel PV monitoring," *2015 IEEE 42nd Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2015*, 2015.
- [64] H. B. Chi, M. F. N. Tajuddin, N. H. Ghazali, A. bin Azmi, and M. U. Maaz, "Internet of things (IoT) based i-v curve tracer for photovoltaic monitoring systems," *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 13, no. 3, pp. 1022–1030, 2019.
- [65] W. Chine, A. Mellit, V. Lughi, A. Malek, G. Sulligoi, and A. Massi Pavan, "A novel fault diagnosis technique for photovoltaic systems based on artificial neural networks," *Renew. Energy*, vol. 90, pp. 501–512, 2016.
- [66] A. Belaout, F. Krim, A. Mellit, B. Talbi, and A. Arabi, "Multiclass adaptive neuro-fuzzy classifier and feature selection techniques for photovoltaic array fault detection and classification," *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 548–558, 2018.
- [67] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, "Comparing Mamdani Sugeno fuzzy logic and RBF ANN network for PV fault detection," *Renew. Energy*, vol. 117, pp. 257–274, 2018.
- [68] C. Moretti, X. Tao, L. Koehl, and V. Koncar, *Electrochromic textile displays for personal communication*. Elsevier Ltd, 2016.
- [69] T. Fuyuki, H. Kondo, T. Yamazaki, Y. Takahashi, and Y. Uraoka, "Photographic surveying of minority carrier diffusion length in polycrystalline silicon solar cells by electroluminescence," *Appl. Phys. Lett.*, vol. 86, no. 26, p. 262108, Jun. 2005.
- [70] Edmund Optics, "What is SWIR?" [Online]. Available:



<https://www.edmundoptics.com/knowledge-center/application-notes/imaging/what-is-swir/>. [Accessed: 02-Jan-2020].

- [71] J. Crozier, E. Van Dyk, and F. Vorster, "High Resolution Spatial Electroluminescence Imaging of Photovoltaic Modules," 2009.
- [72] U. Jahn *et al.*, *Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications*. 2017.
- [73] HowStuffWorks, "CCD and CMOS: Filmless Cameras." [Online]. Available: <https://electronics.howstuffworks.com/cameras-photography/digital/digital-camera2.htm>. [Accessed: 02-Jan-2020].
- [74] D. Fontani *et al.*, "Electroluminescence Test to Investigate the Humidity Effect on Solar Cells Operation," *Energies*, vol. 11, no. 10, p. 2659, 2018.
- [75] R. Bandara, "A Music Keyboard with Gesture Controlled Effects Based on Computer Vision University of Sri Jayewardenepura," no. May, 2017.
- [76] T. Fuyuki and A. Kitiyanan, "Photographic diagnosis of crystalline silicon solar cells utilizing electroluminescence," *Appl. Phys. A Mater. Sci. Process.*, vol. 96, no. 1, pp. 189–196, 2009.
- [77] Hamamatsu Photonics, "InGaAs area image sensor G12242-0707W." [Online]. Available: <https://www.hamamatsu.com/eu/en/product/type/G12242-0707W/index.html>. [Accessed: 02-Jan-2020].
- [78] M. Vollmer, K.-P. Möllmann, and J. A. Shaw, "The optics and physics of near infrared imaging," *Educ. Train. Opt. Photonics ETOP 2015*, vol. 9793, no. December 2015, p. 97930Z, 2015.
- [79] K. G. Bedrich, M. Bliss, T. R. Betts, and R. Gottschalg, "Electroluminescence imaging of PV devices: Camera calibration and image correction," *2017 IEEE 44th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2017*, pp. 1–6, 2017.
- [80] G. A. D. R. Benatto *et al.*, "Outdoor Electroluminescence Acquisition Using a Movable Testbed," pp. 400–404, 2018.
- [81] S. Spataru, P. Hacke, and D. Sera, "Automatic Detection of Inactive Solar Cell Cracks in Electroluminescence Images," pp. 1421–1426, 2018.
- [82] M. Dhimish and V. Holmes, "Solar cells micro crack detection technique using state-of-the-art electroluminescence imaging," *J. Sci. Adv. Mater. Devices*, no. xxxx, 2019.
- [83] H. Chen, H. Zhao, D. Han, and K. Liu, "Accurate and robust crack detection using steerable evidence filtering in electroluminescence images of solar cells," *Opt. Lasers Eng.*, vol. 118, no. June 2018, pp. 22–33, 2019.
- [84] A. M. Gabor *et al.*, "Compressive Stress Strategies for Reduction of Cracked Cell



Related Degradation Rates in New Solar Panels and Power Recovery in Damaged Solar Panels,” *2018 IEEE 7th World Conf. Photovolt. Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Jt. Conf. 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*, pp. 2820–2825, 2018.

- [85] W. Minkina and S. Dudzik, *Infrared Thermography: errors and uncertainties*. 2009.
- [86] D. J. Kim *et al.*, “Development of a cost-effective airborne remote sensing system for coastal monitoring,” *Sensors (Switzerland)*, vol. 15, no. 10, pp. 25366–25384, 2015.
- [87] C. Buerhop, U. Jahn, U. Hoyer, B. Lercher, and S. Wittmann, “Abschlussbericht Machbarkeitsstudie Überprüfung der Qualität von Photovoltaik- Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen,” pp. 1–46, 2007.
- [88] G. S. Spagnolo, P. Del Vecchio, G. Makary, D. Papalillo, and A. Martocchia, “A review of IR thermography applied to PV systems,” *2012 11th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2012 - Conf. Proc.*, pp. 879–884, 2012.
- [89] FLIR Systems, “FLIR A615 Thermal Machine Vision Camera.” [Online]. Available: <https://www.flir.com/products/a615/>. [Accessed: 02-Jan-2020].
- [90] Fluke, “Fluke TiS20+ Thermal Imaging Camera.” [Online]. Available: <https://www.fluke.com/en/product/thermal-cameras/tis20plus>. [Accessed: 02-Jan-2020].
- [91] P. Mayekar, N. J. Kotmire, M. Wagh, and N. Shinde, “Review on the Thermographic analysis of PV panels / system using the infrared thermal cameras,” *Int. J. Sci. Eng. Appl. Sci.*, vol. 2, no. 4, pp. 2–6, 2016.
- [92] S. Gallardo-Saavedra, L. Hernández-Callejo, and Ó. Duque-Pérez, “Analysis and Characterization of Thermographic Defects at the PV Module Level,” *Commun. Comput. Inf. Sci.*, vol. 978, pp. 80–93, 2019.
- [93] J. A. Tsanakas, L. D. Ha, and F. Al Shakarchi, “Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery,” *Renew. Energy*, vol. 102, pp. 224–233, 2017.
- [94] C. Toledo, L. Serrano, J. Abad, A. Lampitelli, and A. Urbina, “Measurement of Thermal and Electrical Parameters in Photovoltaic Systems for Predictive and Cross-Correlated Monitorization,” *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 668, 2019.
- [95] A. M. Salazar and E. Q. B. Macabebe, “Hotspots Detection in Photovoltaic Modules Using Infrared Thermography,” *MATEC Web Conf.*, vol. 70, p. 10015, 2016.
- [96] J. A. Tsanakas, D. Chrysostomou, P. N. Botsaris, and A. Gasteratos, “Fault diagnosis of photovoltaic modules through image processing and Canny edge detection on field thermographic measurements,” *Int. J. Sustain. Energy*, vol. 34, no. 6, pp. 351–372, 2015.



- [97] Z. A. Jaffery, A. K. Dubey, Irshad, and A. Haque, "Scheme for predictive fault diagnosis in photo-voltaic modules using thermal imaging," *Infrared Phys. Technol.*, vol. 83, pp. 182–187, 2017.
- [98] A. Kaminski, J. J. Marchand, A. Fave, and A. Laugier, "New method of parameters extraction from dark I-V curve," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 203–206, 1997.
- [99] A. Guechi, M. Chegaar, and M. Aillerie, "Environmental effects on the performance of nanocrystalline silicon solar cells," *Energy Procedia*, vol. 18, no. 1, pp. 1611–1623, 2012.
- [100] PVEducation, "Dark IV Measurements." [Online]. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/characterisation/dark-iv-measurements>. [Accessed: 08-May-2019].
- [101] W. Luo *et al.*, "Potential-induced degradation in photovoltaic modules: A critical review," *Energy Environ. Sci.*, vol. 10, no. 1, pp. 43–68, 2017.
- [102] T. Trupke, B. Mitchell, J. W. Weber, W. McMillan, R. A. Bardos, and R. Kroeze, "Photoluminescence imaging for photovoltaic applications," *Energy Procedia*, vol. 15, no. 2011, pp. 135–146, 2012.
- [103] Kiel, "Types of Luminescence." [Online]. Available: https://www.tf.uni-kiel.de/matwis/amat/admat_en/kap_5/advanced/t5_2_4.html. [Accessed: 02-Jan-2020].
- [104] G. Eder, K. Knöbl, Y. Voronko, P. Grillberger, and B. Kubicek, "UV-Fluorescence measurements as tool for the detection of degradation effects in PV- Modules," *8th Eur. Weather. Symp.*, no. September, pp. 1–7, 2017.
- [105] M. S. A. Morlier, M. Köntges and I. Kunze, "UV fluorescence imaging as fast inspection method for PV modules in the field," 2016.
- [106] J. L. Espinoza, L. G. Gonzalez, and R. Sempertegui, "Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador," *2017 IEEE Int. Autumn Meet. Power, Electron. Comput. ROPEC 2017*, vol. 2018-Janua, no. Ropec, pp. 1–7, 2018.
- [107] R. Usamentiaga, P. Venegas, J. Guerediaga, L. Vega, J. Molleda, and F. G. Bulnes, "Infrared thermography for temperature measurement and non-destructive testing," *Sensors (Switzerland)*, vol. 14, no. 7, pp. 12305–12348, 2014.
- [108] P. Garcia De La Cruz, "Trazador De Curvas V-I Para Seguimiento De Módulos Solares," no. Plan, p. 122, 1996.
- [109] A. Hemza, H. Abdeslam, C. Rachid, and N. Aoun, "Simplified methods for evaluating the degradation of photovoltaic module and modeling considering partial shading," *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 138, pp. 217–224, 2019.



- [110] K. A. Kim, G. S. Seo, B. H. Cho, and P. T. Krein, "Photovoltaic Hot-Spot Detection for Solar Panel Substrings Using AC Parameter Characterization," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 2, pp. 1121–1130, 2016.
- [111] J. Vaněk and P. Lepík, "Usage of Low Cost Digital Camera for Silicon Solar Cell Electroluminescence Detecting," *ECS Trans.*, vol. 81, no. 1, pp. 223–229, 2017.
- [112] CNET, "Canon EOS Rebel XS Specs - CNET." [Online]. Available: <https://www.cnet.com/products/canon-eos-rebel-xs/specs/>. [Accessed: 05-Jan-2020].
- [113] D. Lausch and C. Hagendorf, "Influence of Different Types of Recombination Active Defects on the Integral Electrical Properties of Multicrystalline Silicon Solar Cells," *J. Sol. Energy*, vol. 2015, no. March, pp. 1–9, 2015.
- [114] T. Teo and M. Abdullah, "Detection of Oxygen Precipitate Dark Rings in Solar Cell Luminescence Using Gray Level Co-occurrence Matrix," vol. 398, 2017, pp. 255–263.
- [115] Solmetric, "Solmetric PVA-600 PV Analyzer User's Guide." .
- [116] Solmetric, "PVA-600+ PV Analyzer Kit (Refurbished)." [Online]. Available: <http://www.solmetric.com/pva600.html>. [Accessed: 07-Jan-2020].
- [117] P. Papageorgas, D. Piromalis, T. Valavanis, S. Kambasis, T. Iliopoulou, and G. Vokas, "A low-cost and fast PV I-V curve tracer based on an open source platform with M2M communication capabilities for preventive monitoring," *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 423–438, 2015.
- [118] T. Blagojevic, "A Revision of IEC 60891 2nd Edition 2009-12 Data Correction Procedures 1 and 2: PV Module Performance at Murdoch University," Murdoch, 2016.
- [119] C. W. Riley and L. M. Tolbert, "An Autonomous Online I-V Tracer for PV Monitoring Applications," p. 102, 2014.
- [120] M. Alajmi and I. Abdel-Qader, "Fault detection and localization in solar photovoltaic arrays using the current-voltage sensing framework," *IEEE Int. Conf. Electro Inf. Technol.*, vol. 2016-Augus, no. Mcd, pp. 307–312, 2016.
- [121] T. Pei and X. Hao, "A fault detection method for photovoltaic systems based on voltage and current observation and evaluation," *Energies*, vol. 12, no. 9, 2019.
- [122] S. Silvestre, M. A. Da Silva, A. Chouder, D. Guasch, and E. Karatepe, "New procedure for fault detection in grid connected PV systems based on the evaluation of current and voltage indicators," *Energy Convers. Manag.*, vol. 86, pp. 241–249, 2014.
- [123] M. Dhimish *et al.*, "The impact of cracks on the performance of photovoltaic



- modules,” *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [124] Solar Edge, “I-V Curve Tracing vs . SolarEdge Real Time Monitoring,” vol. 0, no. Nov 2018, pp. 1–4, 2019.
- [125] Hantek, “CC-65 AC / DC CURRENT CLAMP OPERATOR ’ S MANUAL.” p. 4, 2019.
- [126] Apogee Instruments, “Apogee Sp-110 and SP-230 Pyranometer Owner’s Manual,” vol. 1, no. 2. pp. 1–174, 2013.
- [127] Kipp & Zonen, “Piranómetros para una medida Precisa de la Radiación Solar.”
- [128] Vaisala, “Vaisala Data Logger QML201C Technical data.” .
- [129] Vaisala, “USER ’ S GUIDE TACMET Weather Station MAWS201M.” p. 174, 2006.
- [130] World Meteorological Organization, *Guide to meteorological instruments and methods of observation.*, no. 681. 2008.
- [131] M. Peláez *et al.*, *Energías renovables en el Ecuador*. 2015.
- [132] E. Novoa, “Manual de operación y mantenimiento preventivo y correctivo para parques fotovoltaicos en el Ecuador,” 2015.
- [133] Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador, “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Producción Eléctrica,” 2015.
- [134] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables del Ecuador, “Pliego de contratación para el proyecto público de selección para la concesión de El Aromo proyecto fotovoltaico.” p. 105, 2019.
- [135] N. Park, C. Han, W. Hong, and D. Kim, “The effect of encapsulant delamination on electrical performance of PV module,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 001113–001115, 2011.
- [136] T. Shioda, “Delamination failures in long-term field-aged PV modules from point of view of encapsulant,” 2013.
- [137] M. Kntges, I. Kunze, S. Kajari-Schrder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, “The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, 2011.
- [138] Atersa, “Atersa A-250P datasheet.” pp. 4–5, 2019.
- [139] Grist, “Is it a good idea to buy used solar panels?” [Online]. Available: <https://grist.org/article/solar-panel-recycle-waste-dump-used-urban-ore/>. [Accessed: 12-Jan-2020].
- [140] R. Margolis, D. Feldman, and D. Boff, “Solar Industry Update Q2/Q3 2019,” *National Renewable Energy Laboratory*, no. May. NREL, pp. 1–83, 2018.

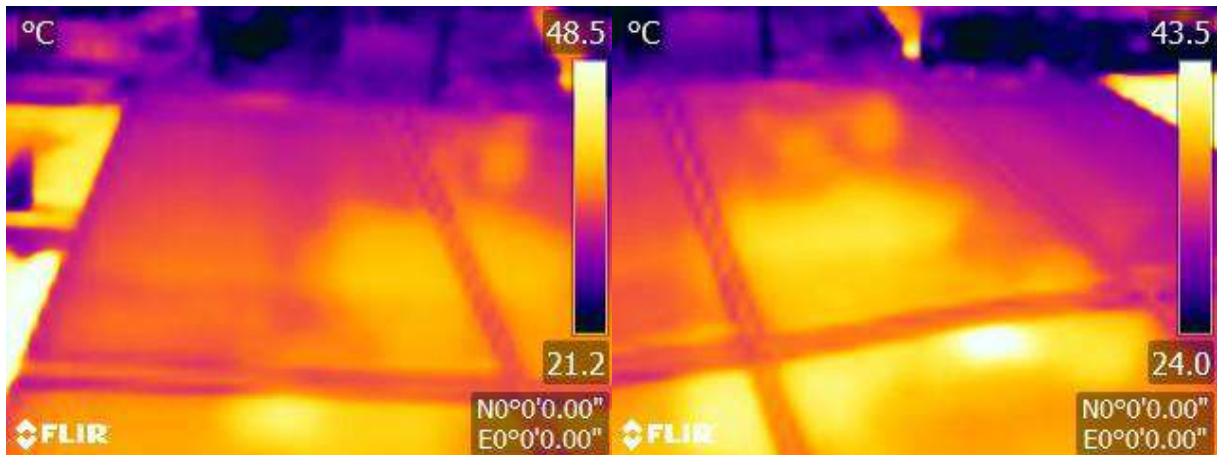


- [141] B. M. Arenas Díez, “Determinación de las características de una vivienda habitual para conseguir un balance energético anual equilibrado. (Producción igual a consumo de energía),” 2015.
- [142] Atersa, “Placa Solar Policristalina 265W 60 celulas A-265P ULTRA.” [Online]. Available: <https://atersa.shop/panel-solar-a-265p-ultra/>. [Accessed: 12-Jan-2020].
- [143] Contraloría General del Estado del Ecuador, “Reajuste de precios salarios mínimos por ley,” *Journal of Chemical Information and Modeling*. Quito, p. 2, 2020.
- [144] T. P. Ryan, *Sample Size Determination and Power*. 2013.
- [145] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- [146] GreenMatch, “Recycling: A Solar Panel’s Life after Death.” [Online]. Available: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2017/10/the-opportunities-of-solar-panel-recycling>. [Accessed: 13-Jan-2020].
- [147] Ministerio del Ambiente, “Precios de Mercado Referenciales para Materiales Reciclables.” [Online]. Available: <http://www.ambiente.gob.ec/precios-de-mercado-referenciales-para-materiales-reciclables/>. [Accessed: 14-Jan-2020].
- [148] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), “Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica,” *Corporación para la Investig. Energética*, 2016.
- [149] Corporación para la Investigación Energética, “Datos de Radiación Solar en el Ecuador.” [Online]. Available: <https://cieradsolar.webcindario.com/>. [Accessed: 14-Jan-2020].
- [150] S. Salamanca-Avila, “Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá,” *Rev. científica*, vol. 3, no. 30, p. 263, 2017.

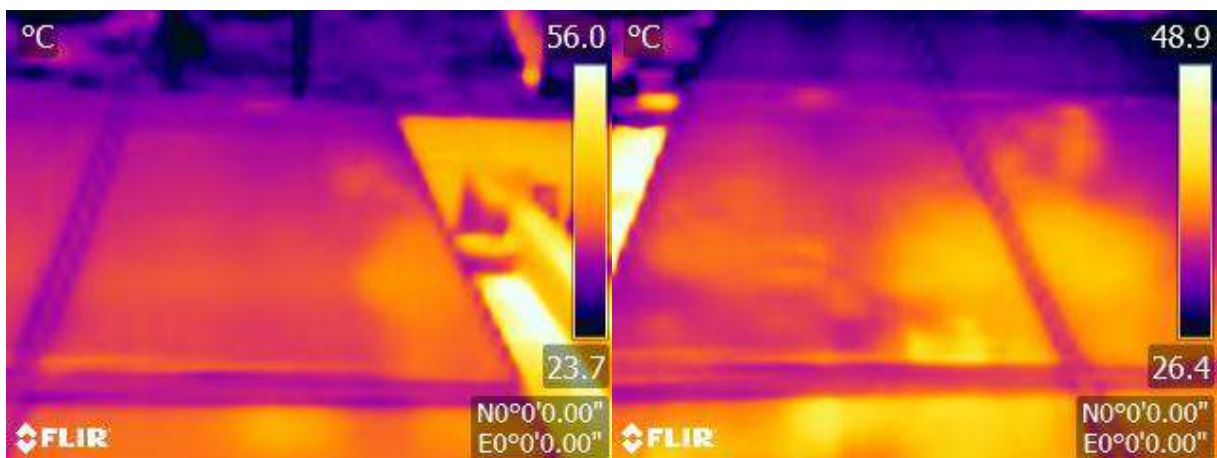


Anexo 1: Imágenes termográficas

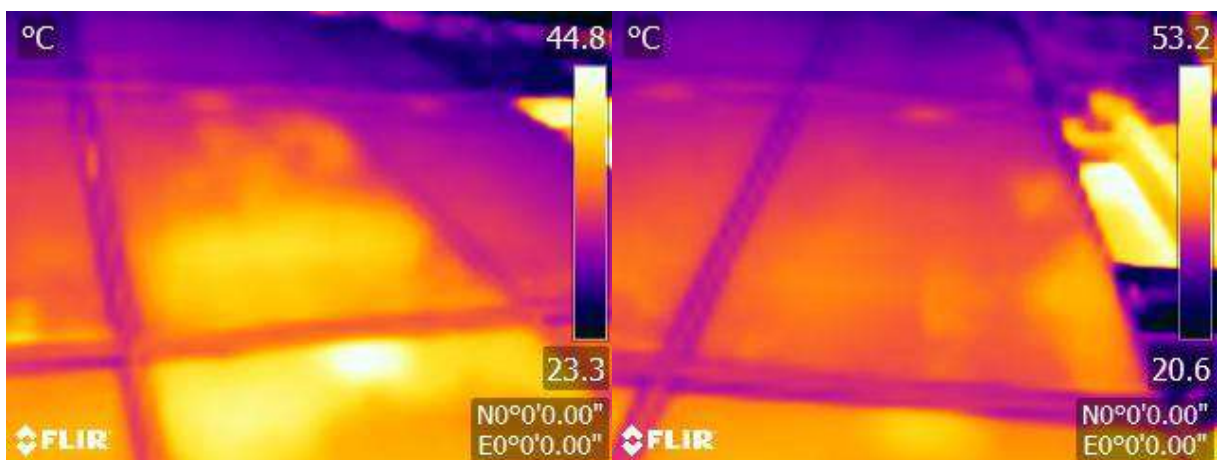
P1_001, P1_002



P1_003, P1_004

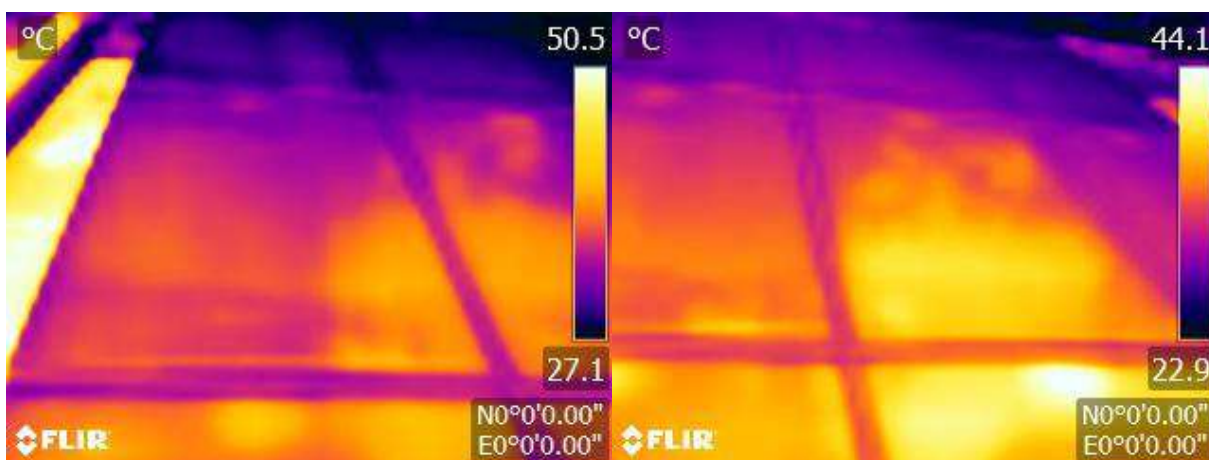


P1_005, P1_006

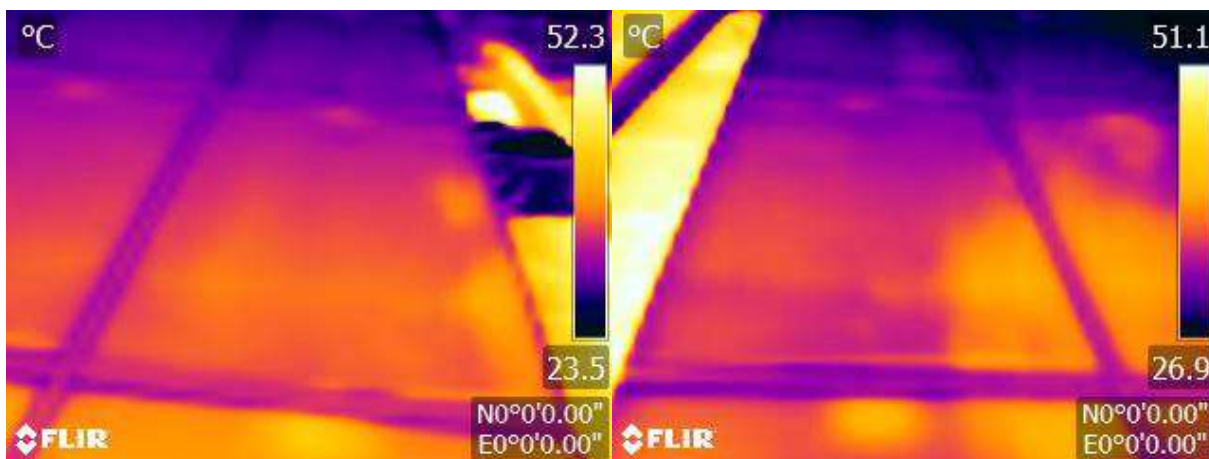




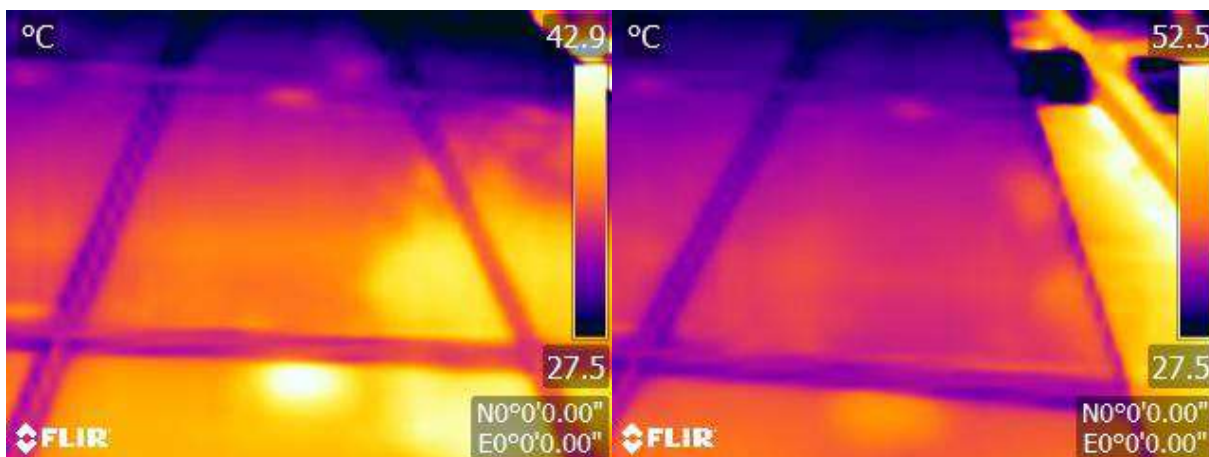
P1_007, P1_008



P1_009, P1_010

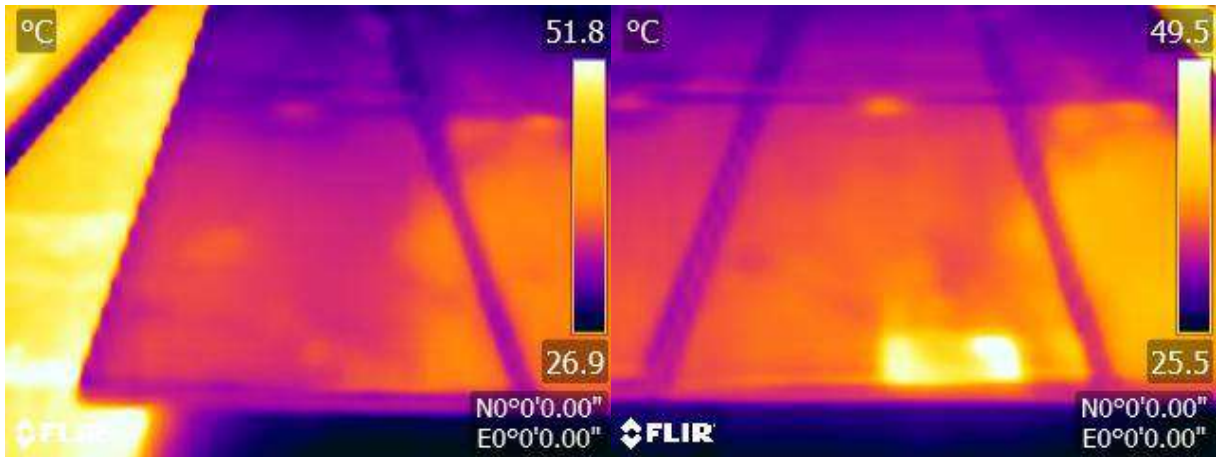


P1_011, P1_012

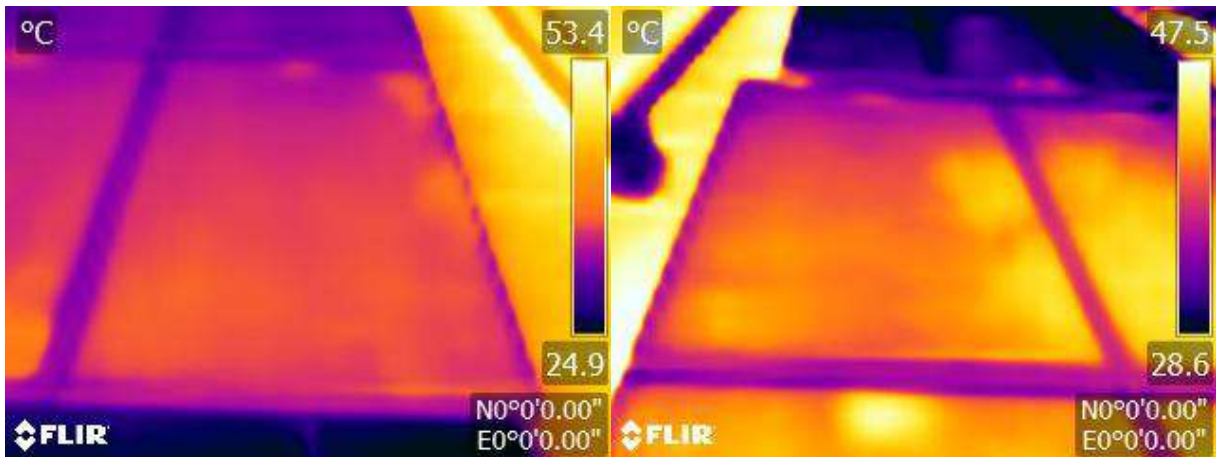




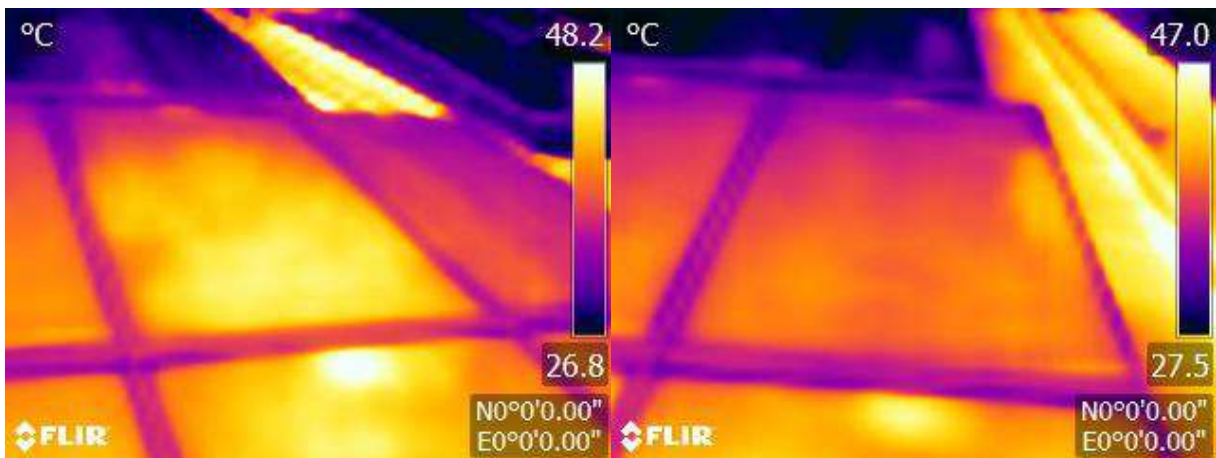
P1_013, P1_014



P1_015, P2_001

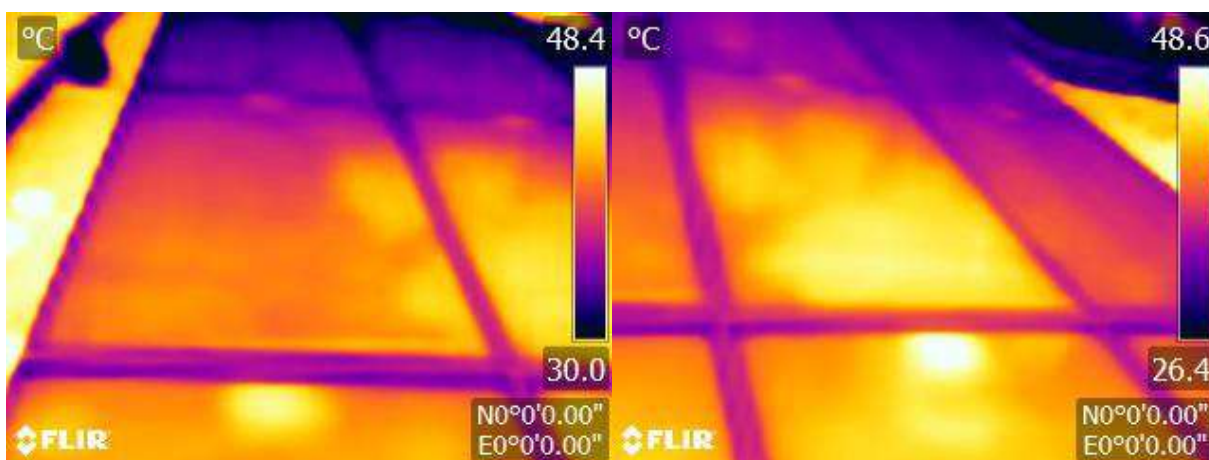


P2_002, P2_003

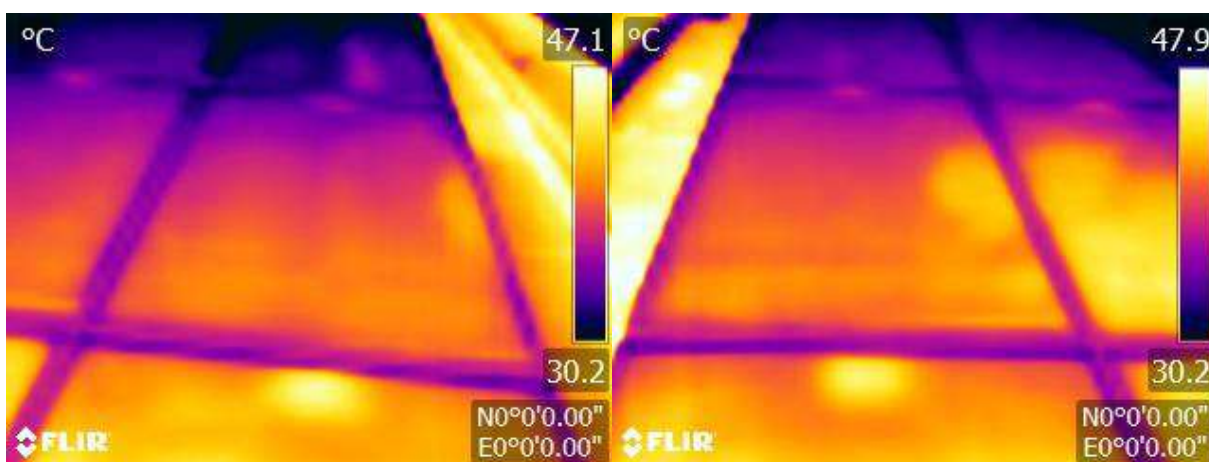




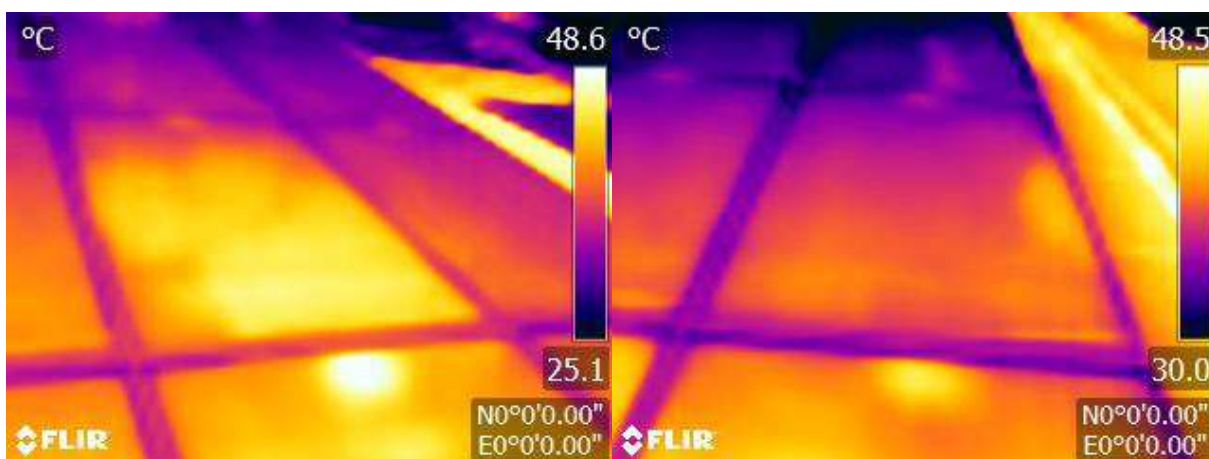
P2_004, P2_005



P2_006, P2_007

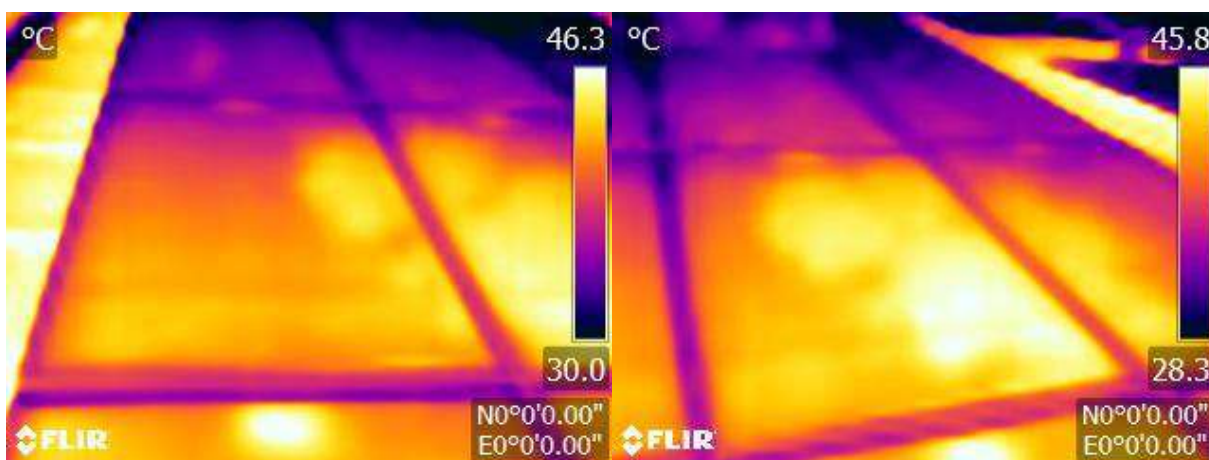


P2_008, P2_009

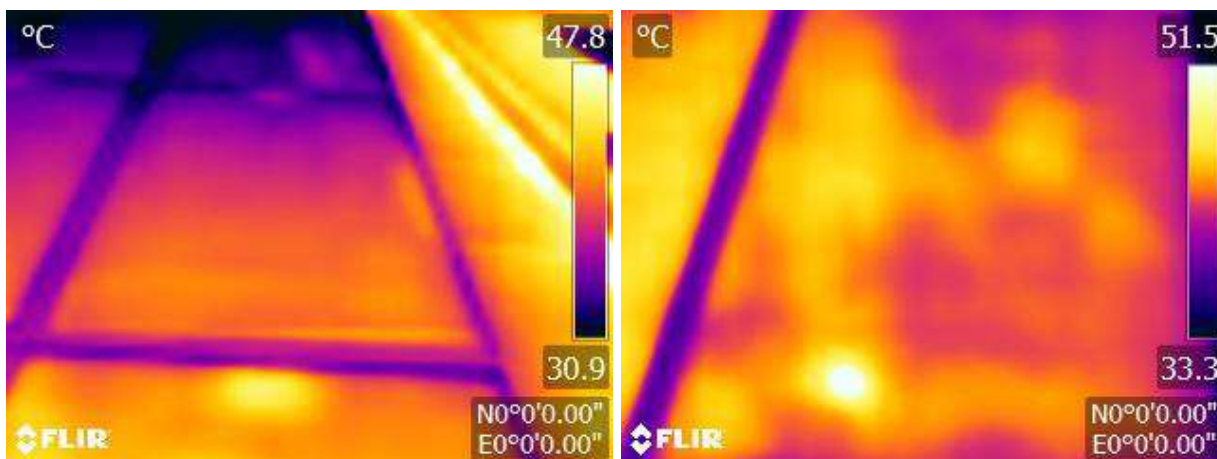




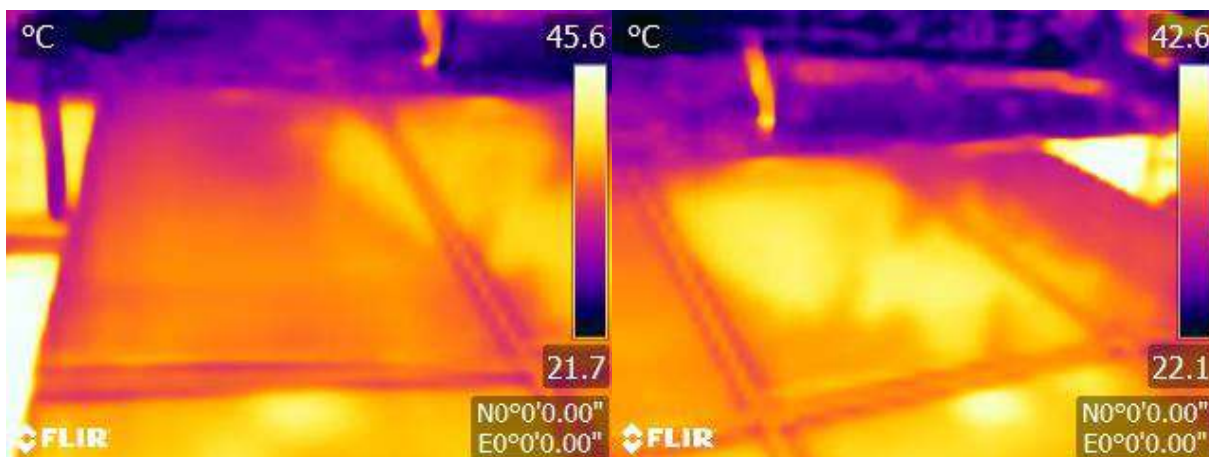
P2_010, P2_011



P2_012, P2_013

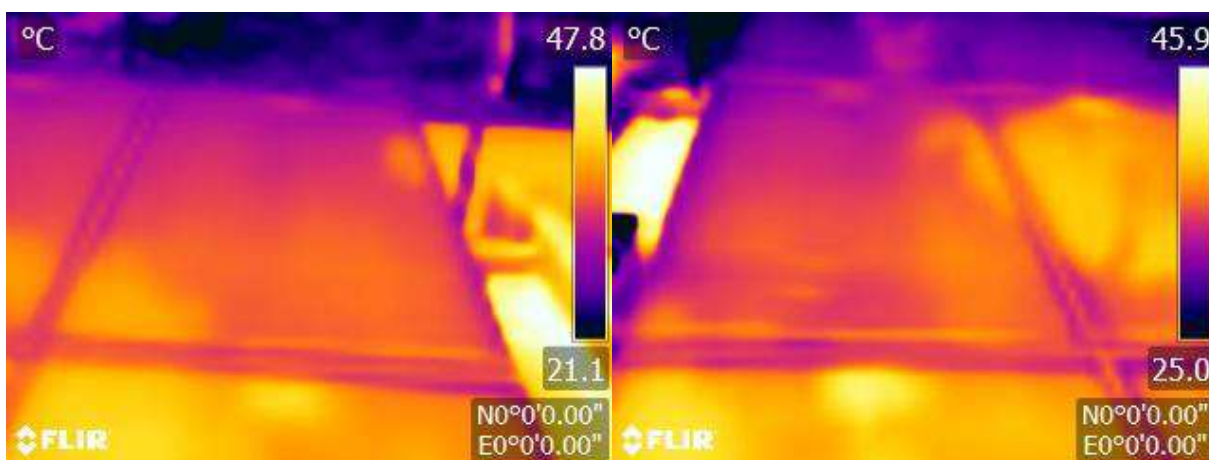


P3_001, P3_002

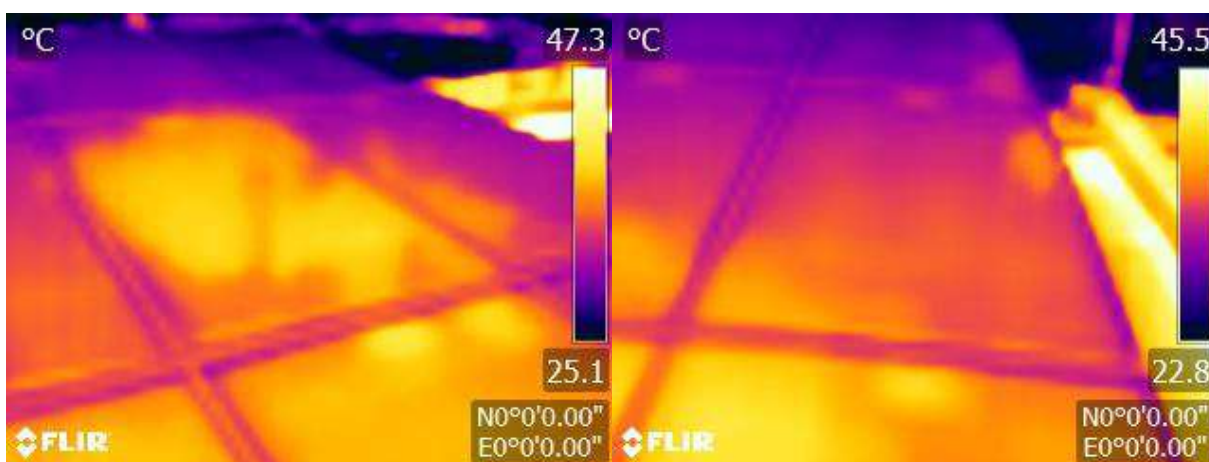




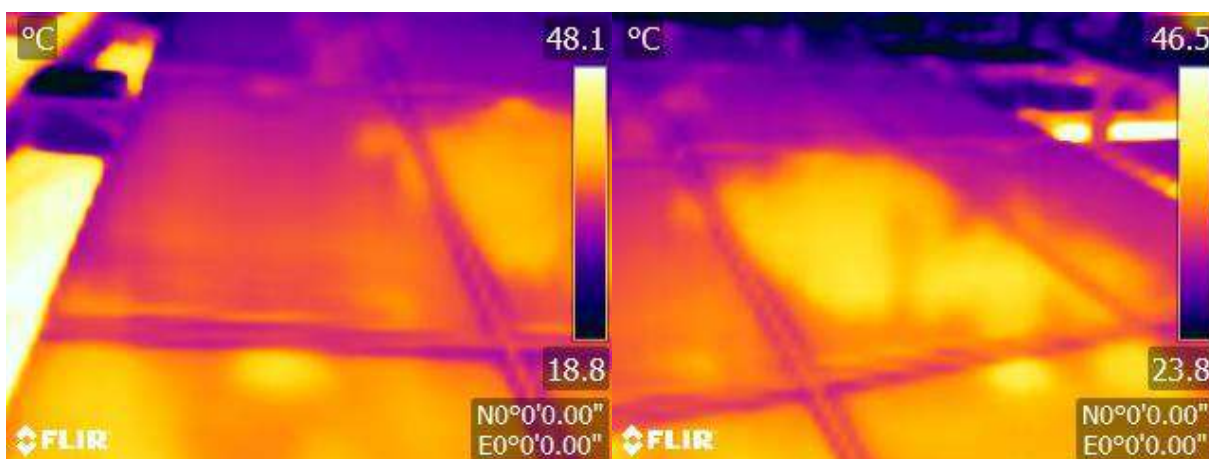
P3_003, P3_004



P3_005, P3_006

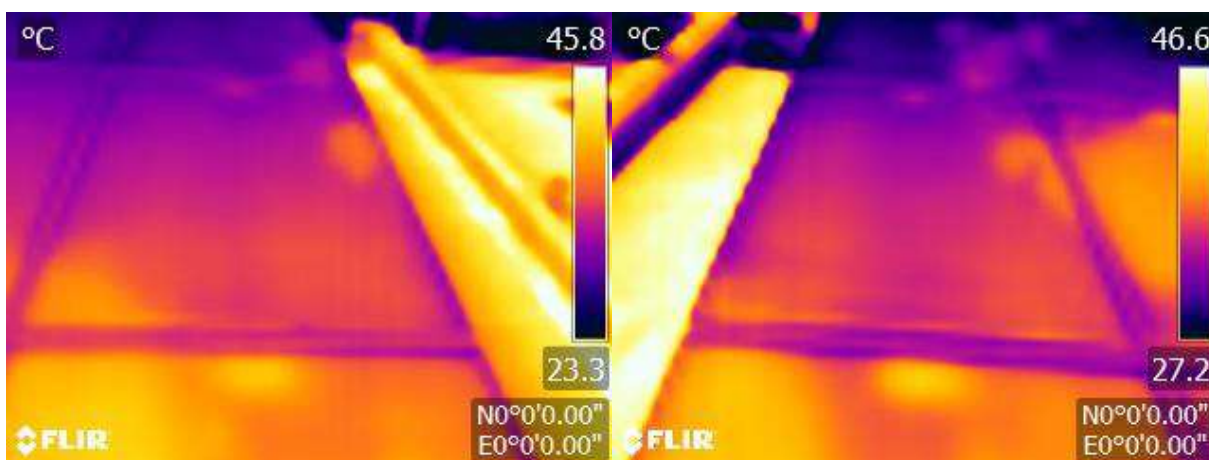


P3_007, P3_008

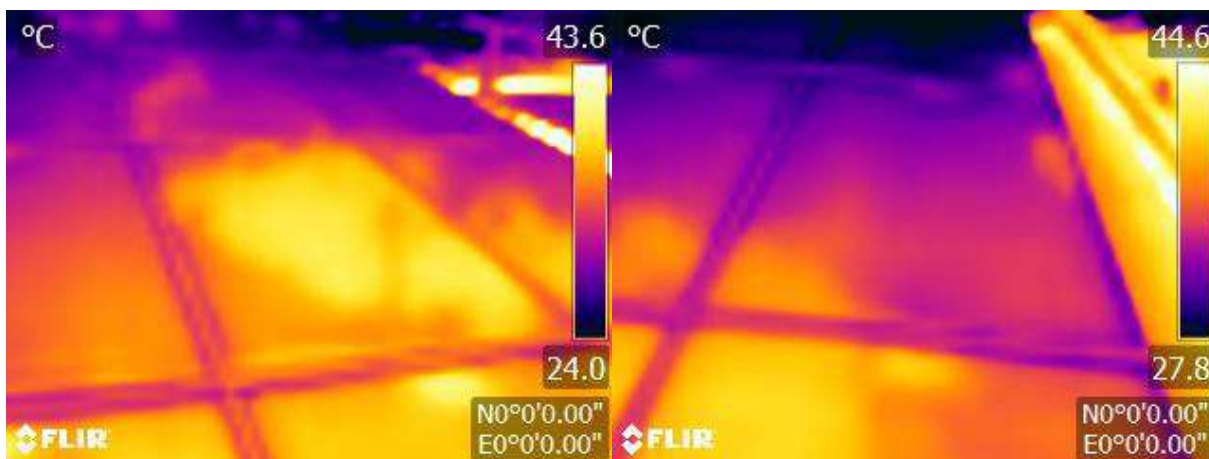




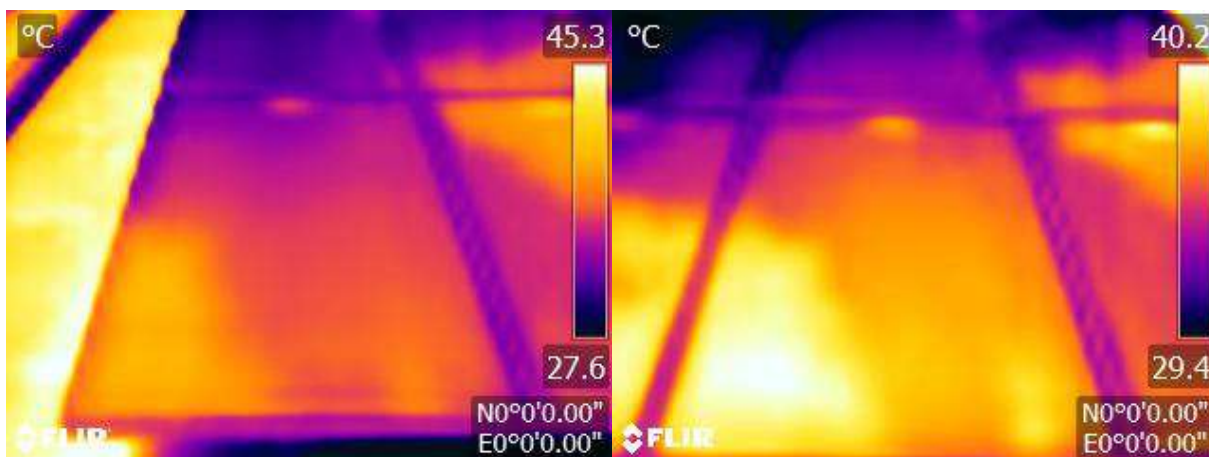
P3_009, P3_010



P3_011, P3_012

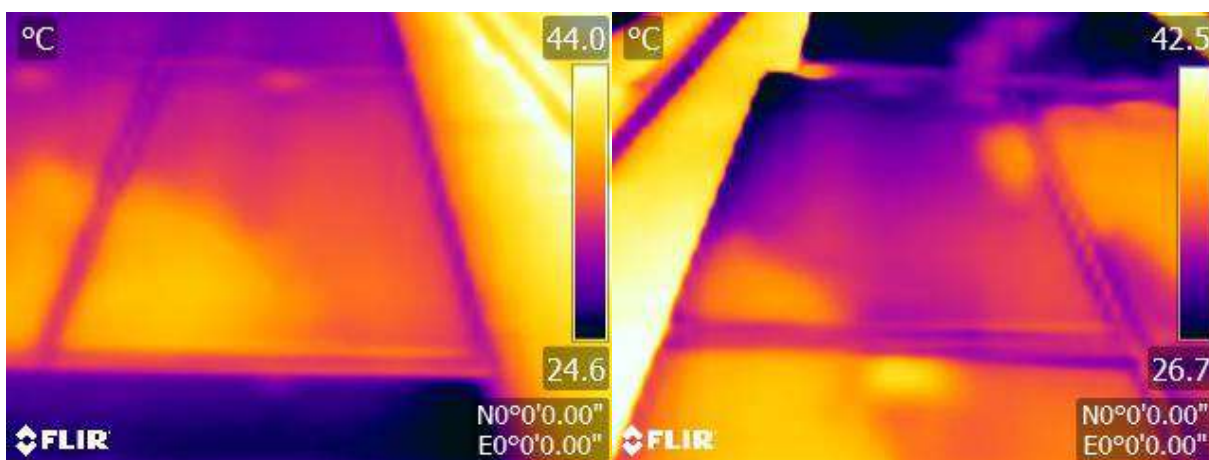


P3_013, P3_014

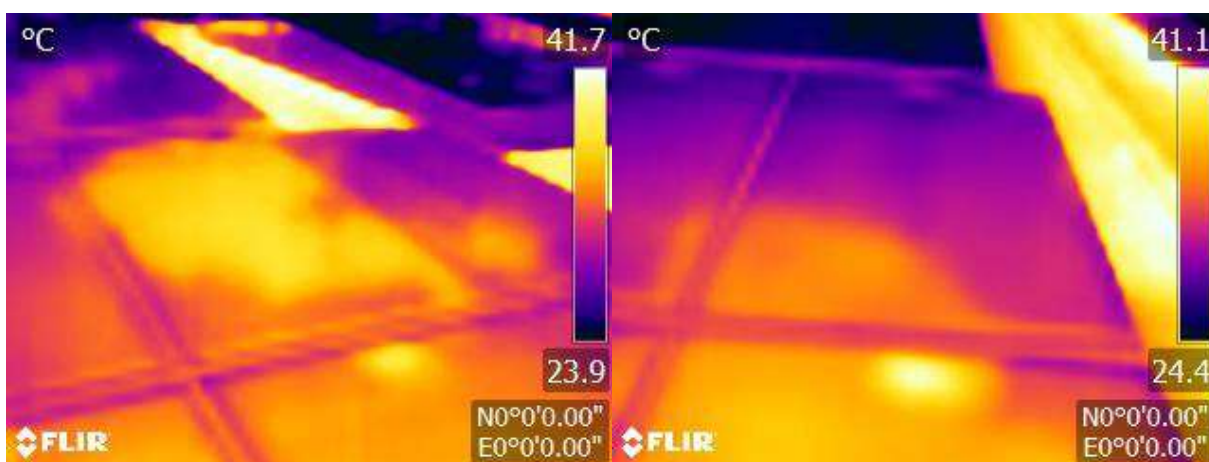




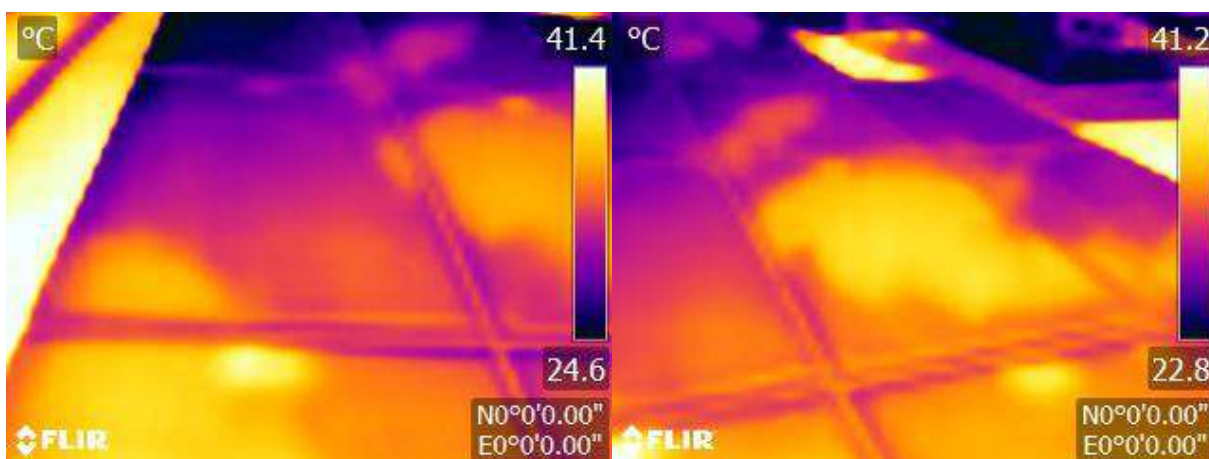
P3_015, P4_001



P4_002, P4_003

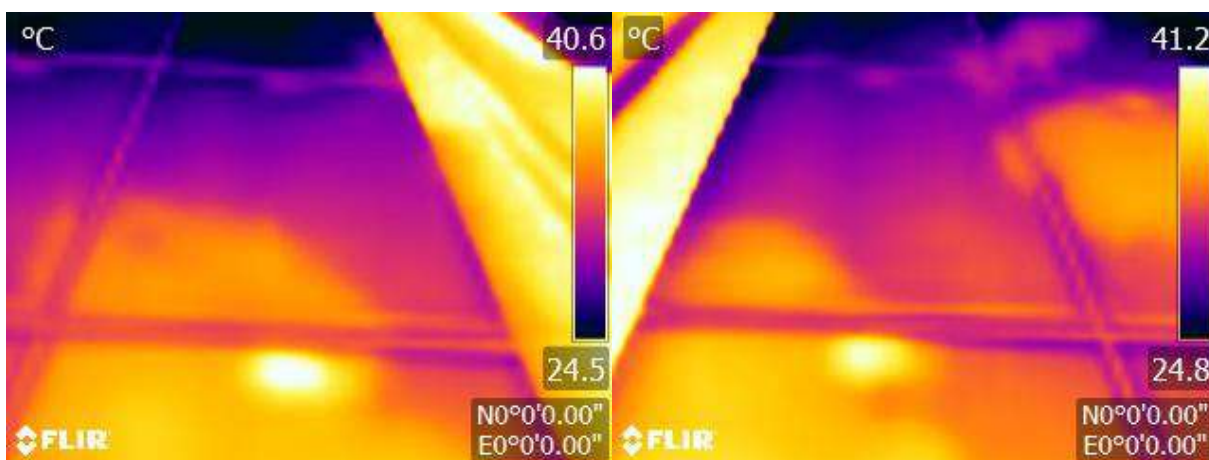


P4_004, P4_005

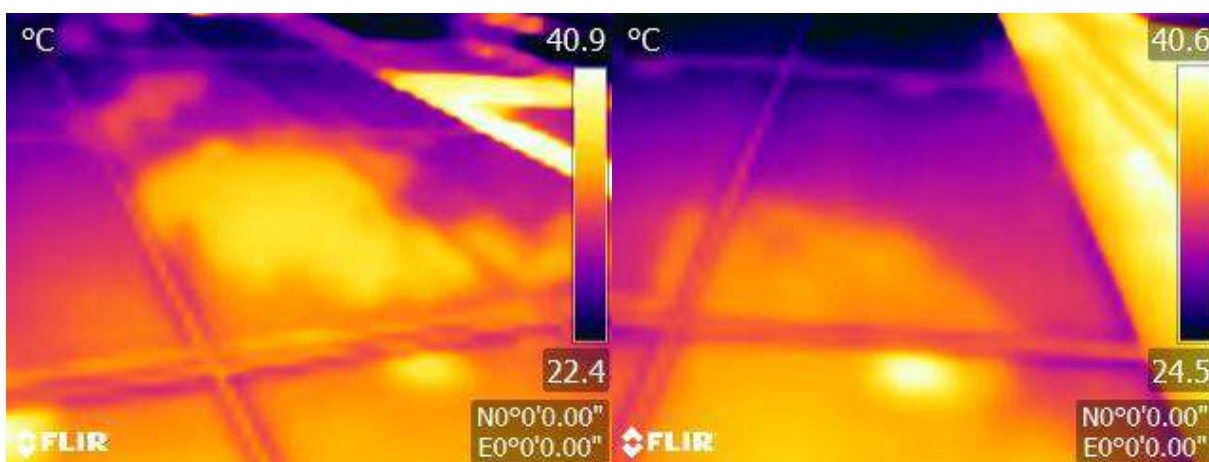




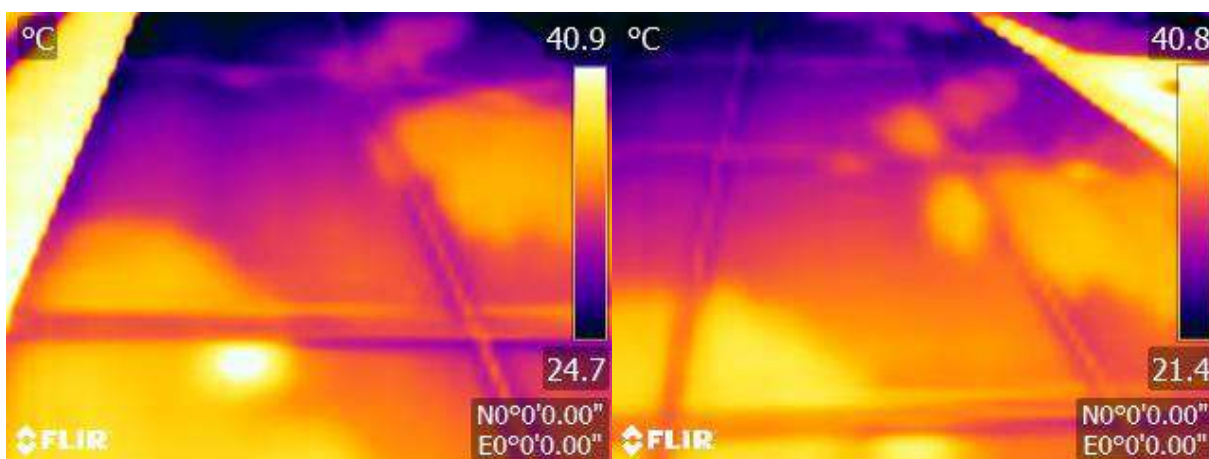
P4_006, P4_007



P4_008, P4_009

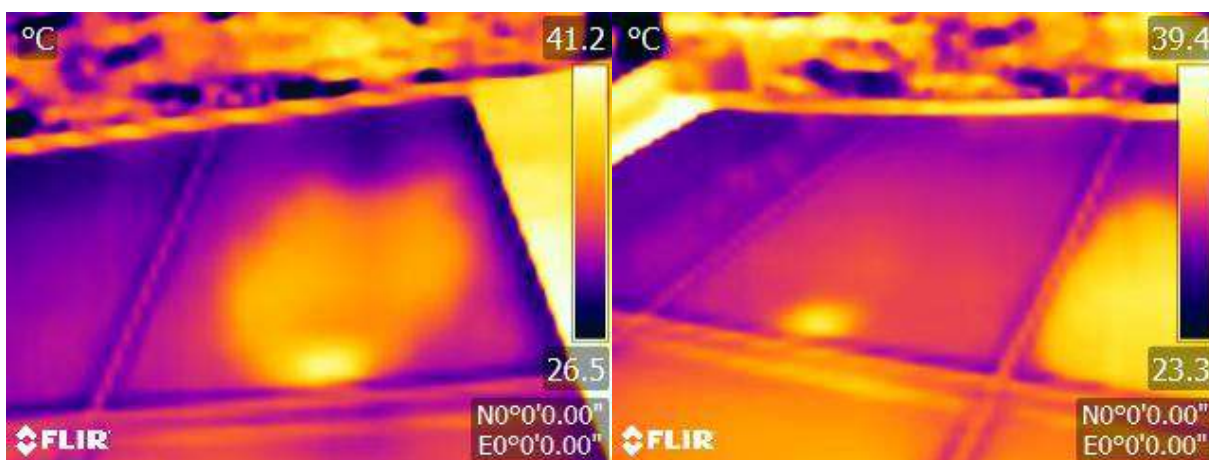


P4_010, P4_011

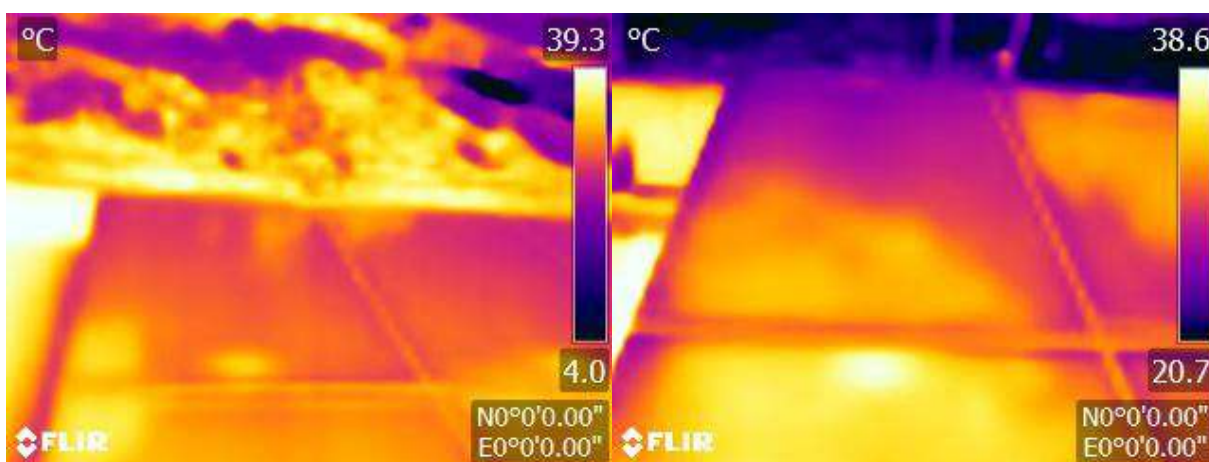




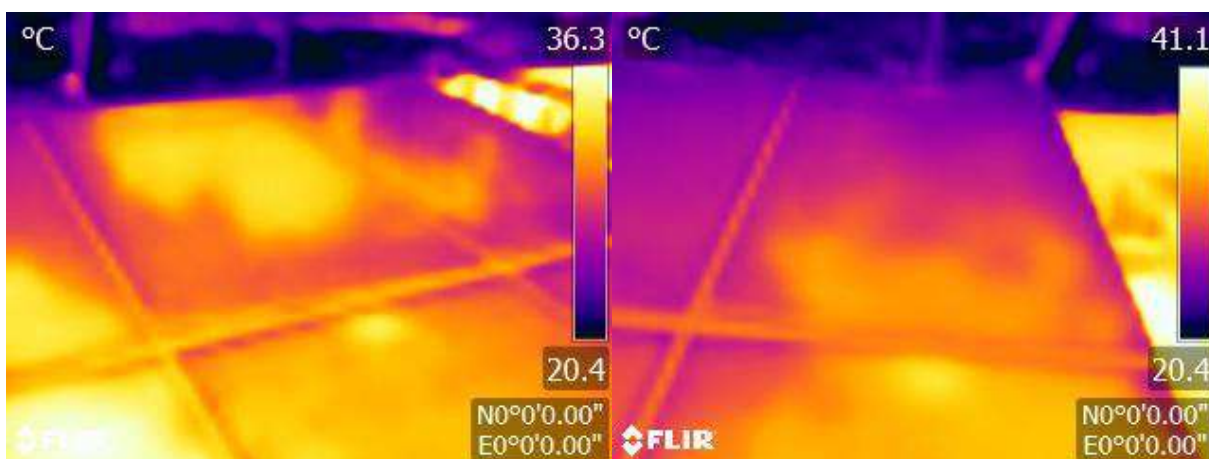
P4_012, P4_013



P4_015, P5_001

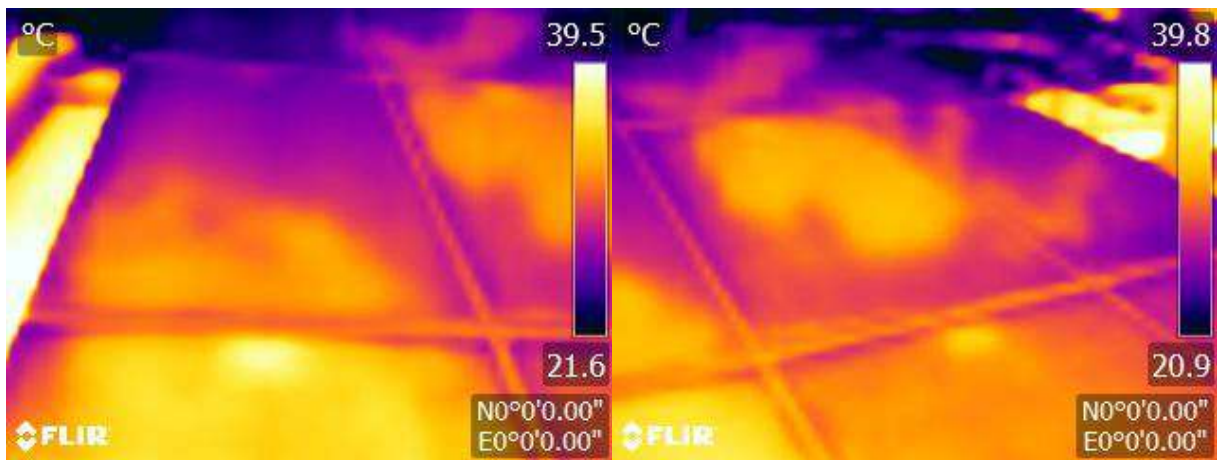


P5_002, P5_003

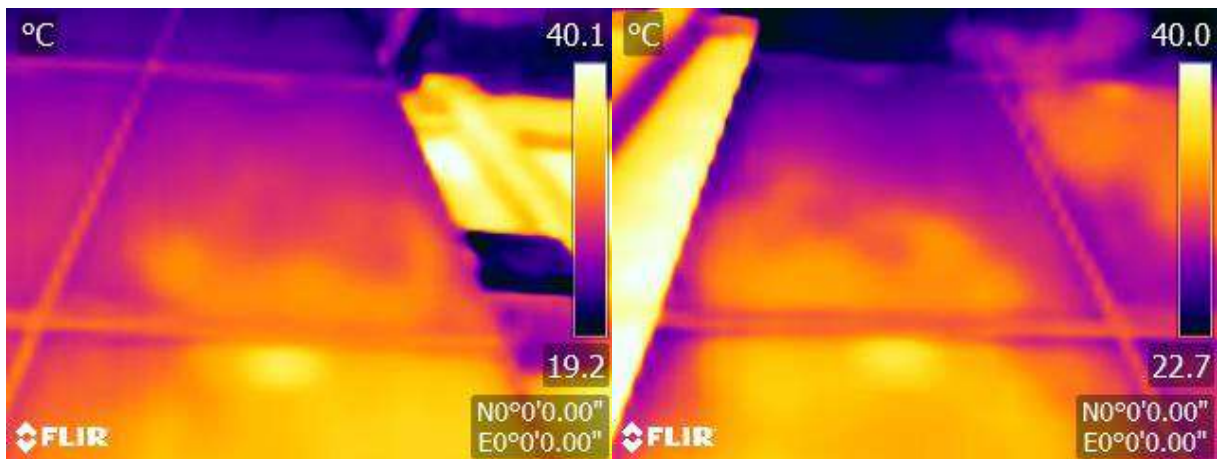




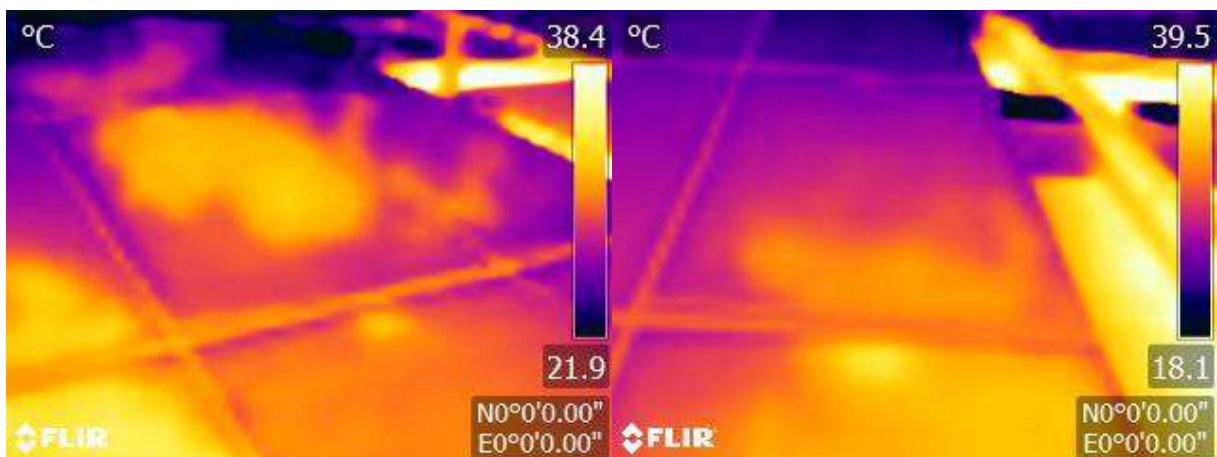
P5_004, P5_005



P5_006, P5_007

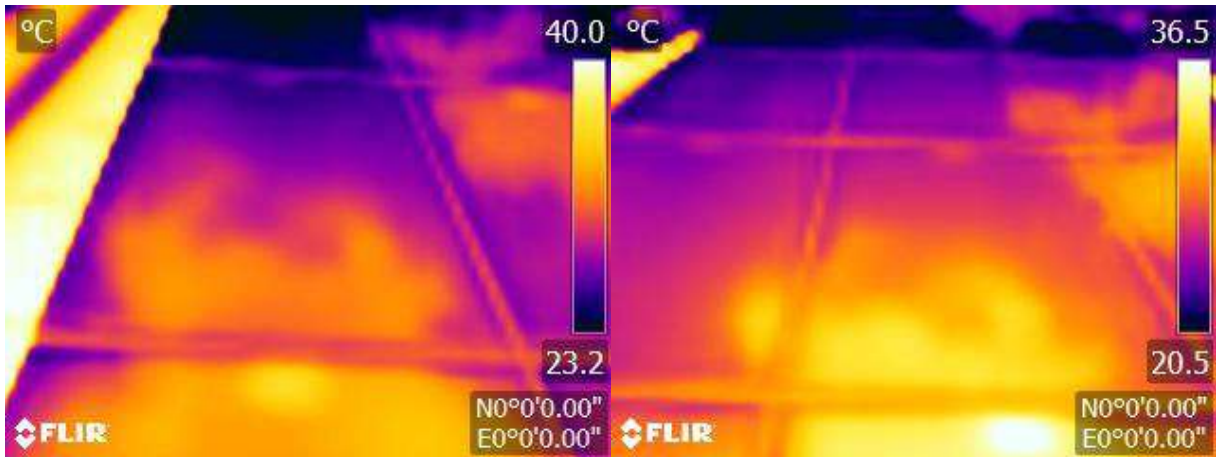


P5_008, P5_009

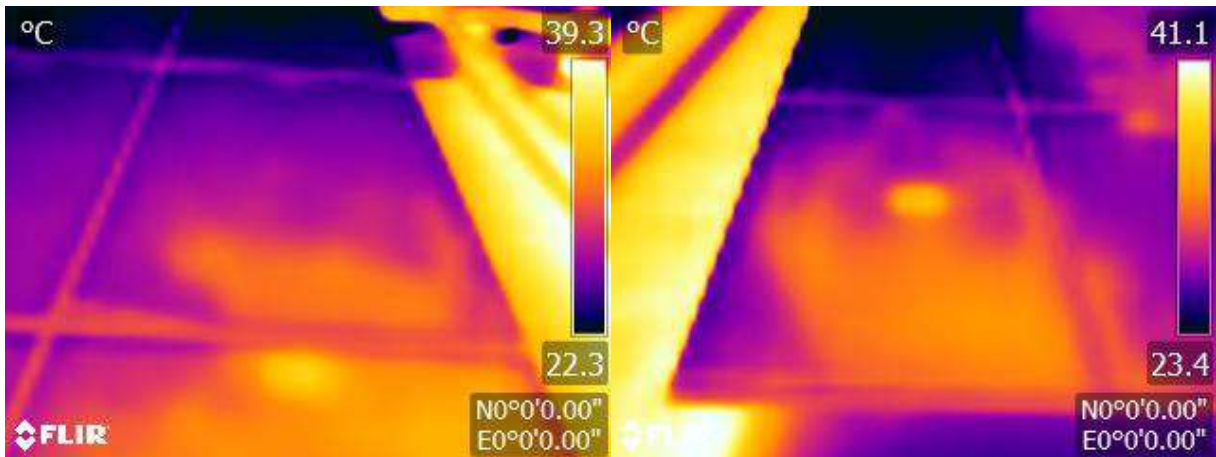




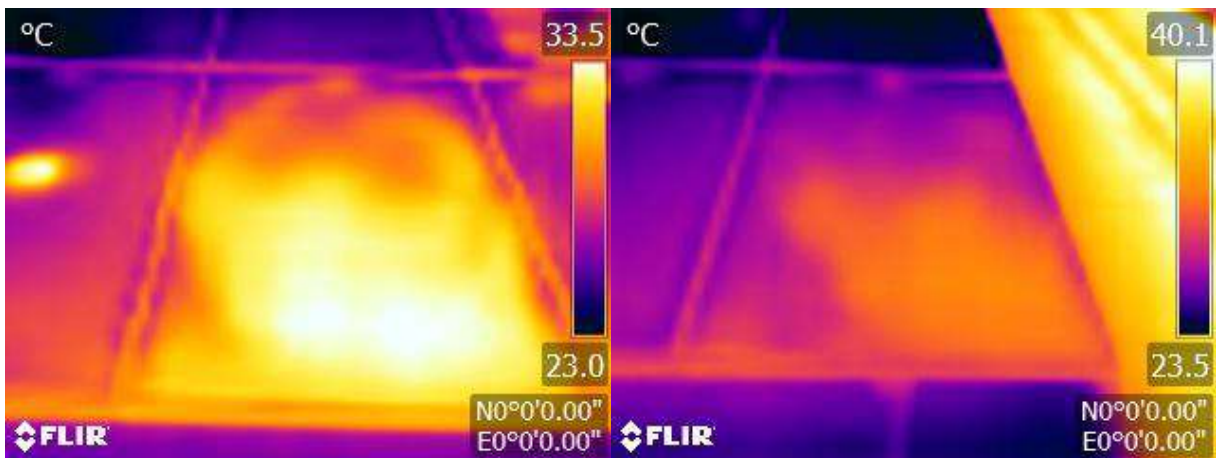
P5_010, P5_011



P5_012, P5_013

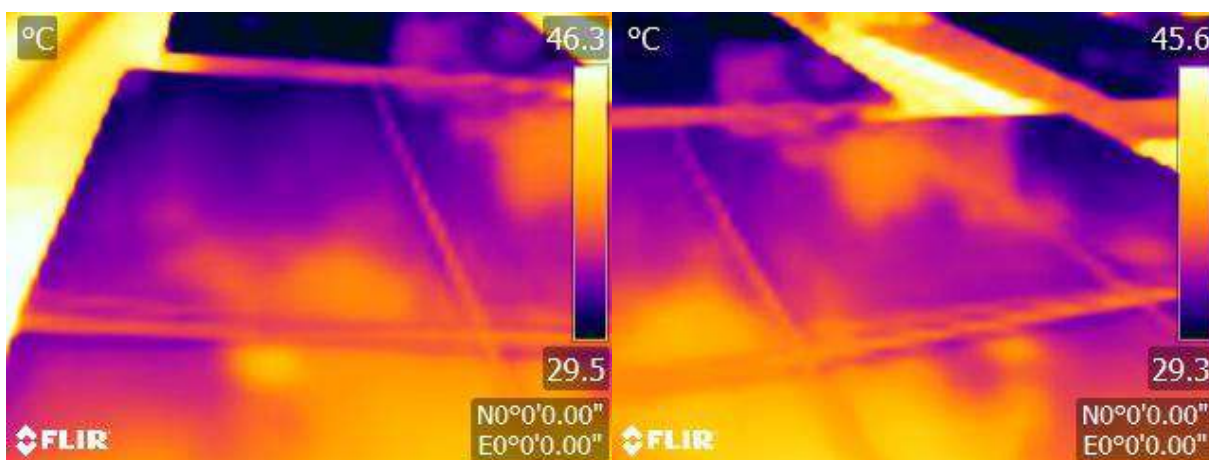


P5_014, P5_015

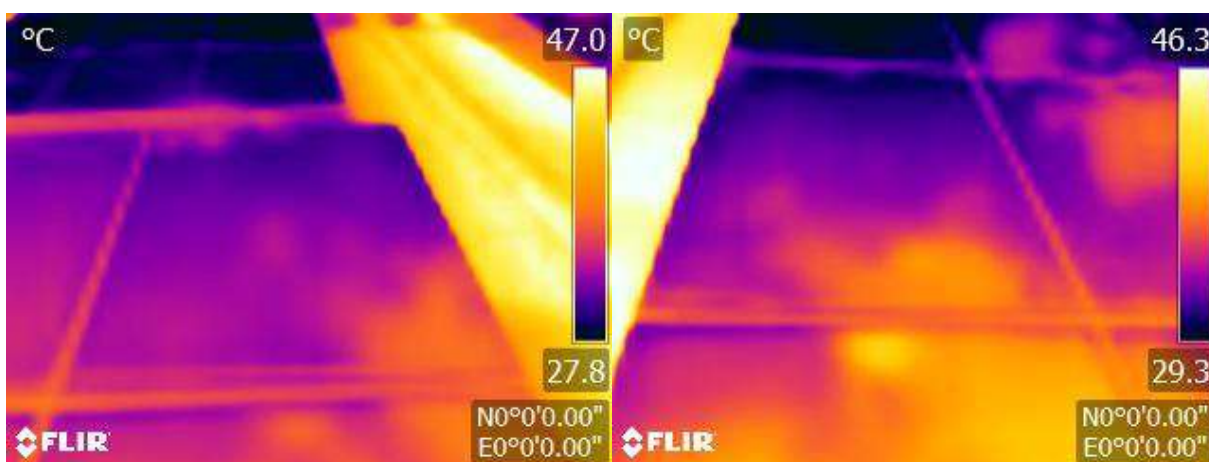




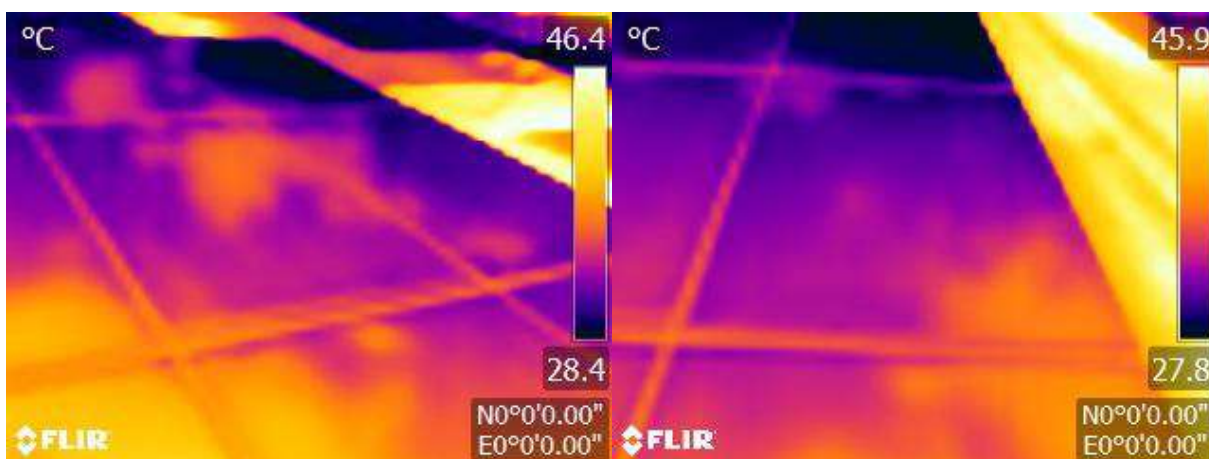
P6_001, P6_002



P6_003, P6_004

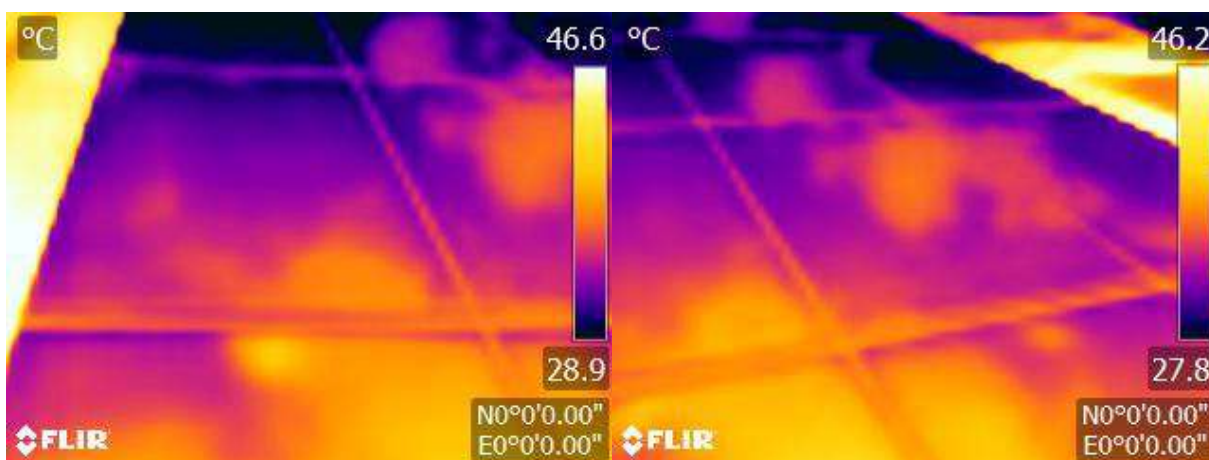


P6_005, P6_006

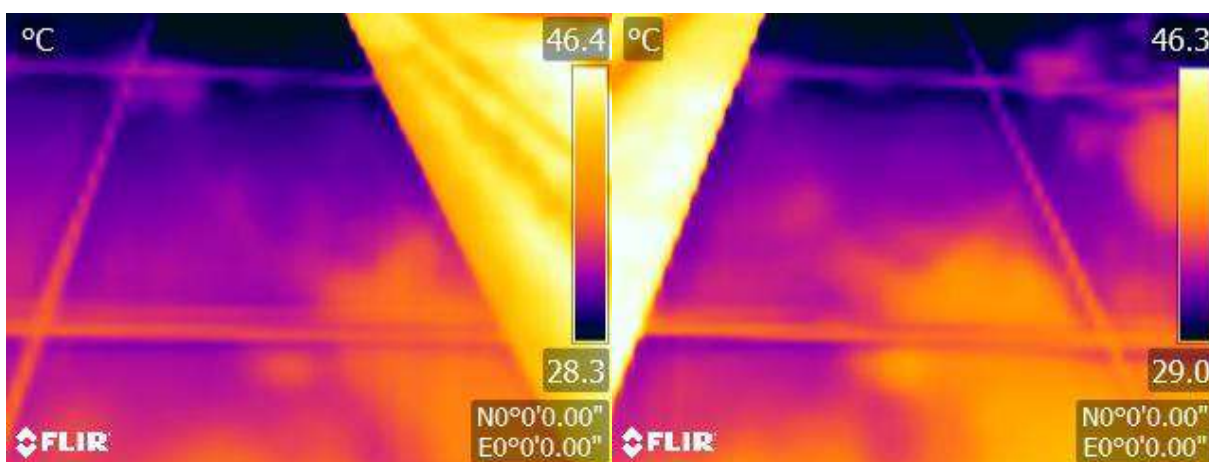




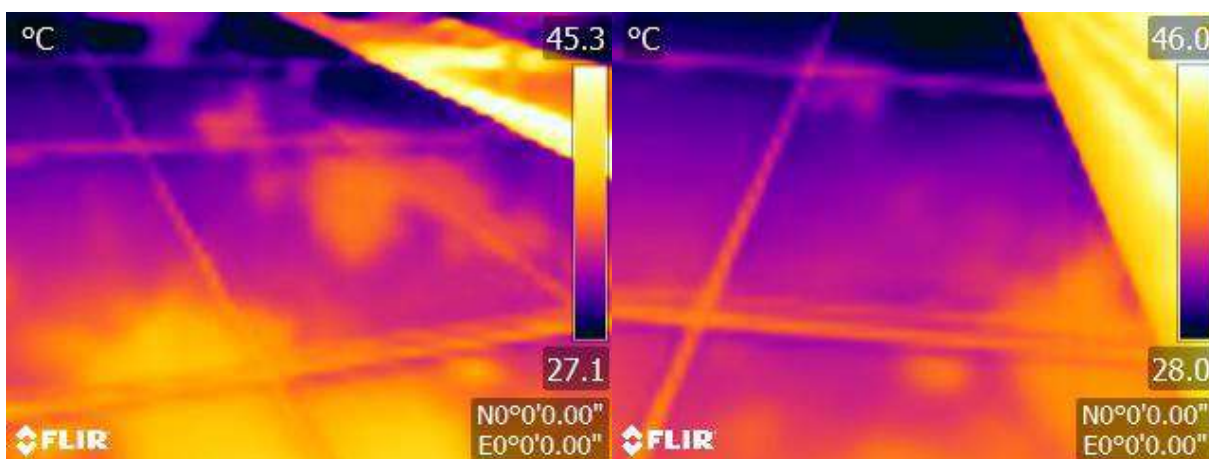
P6_007, P6_008



P6_009, P6_010

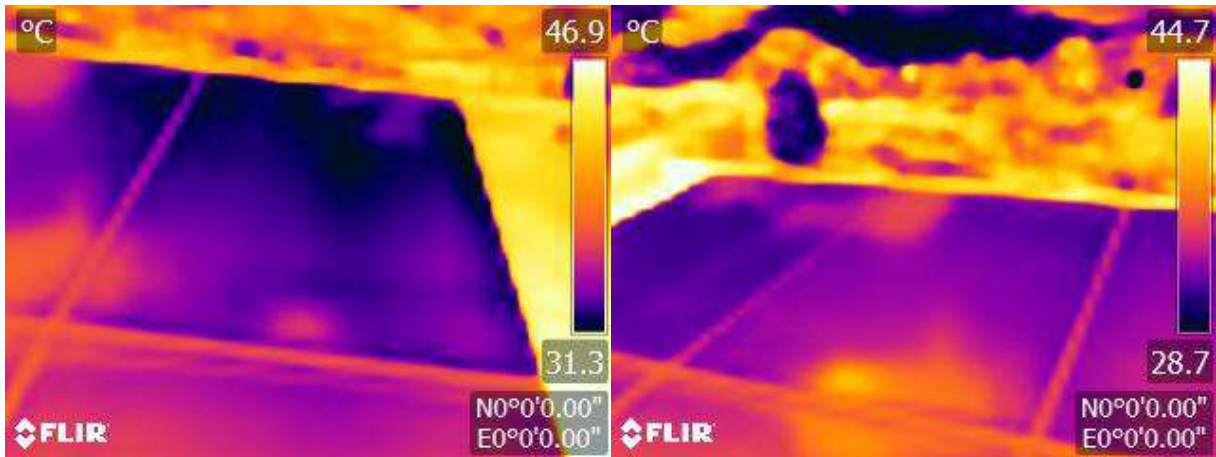


P6_011, P6_012

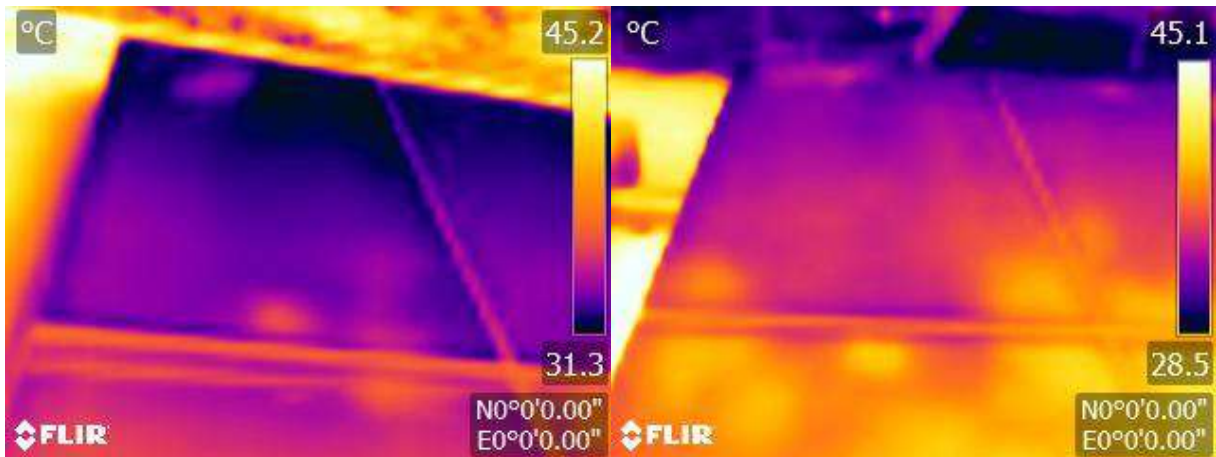




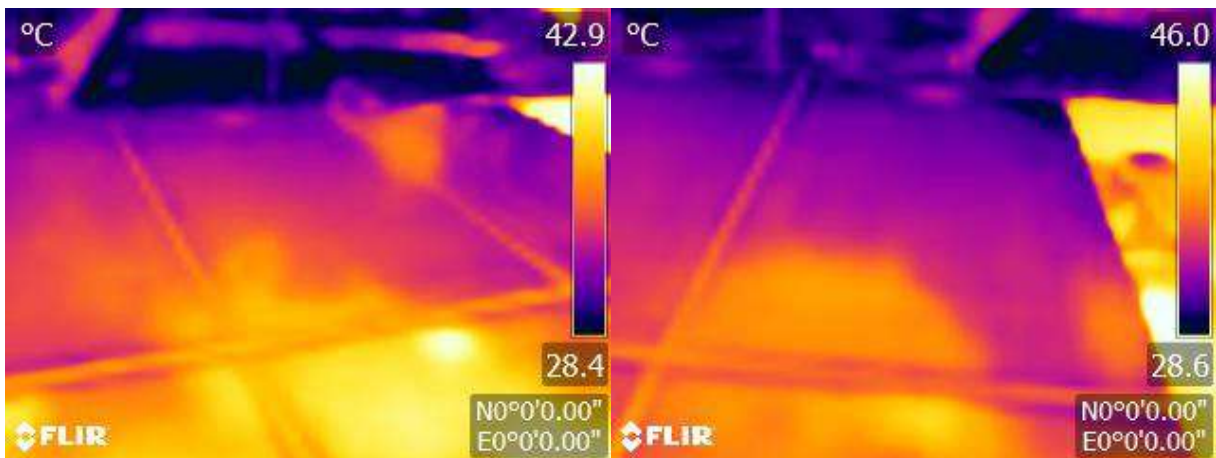
P6_013, P6_014



P6_015, P7_001

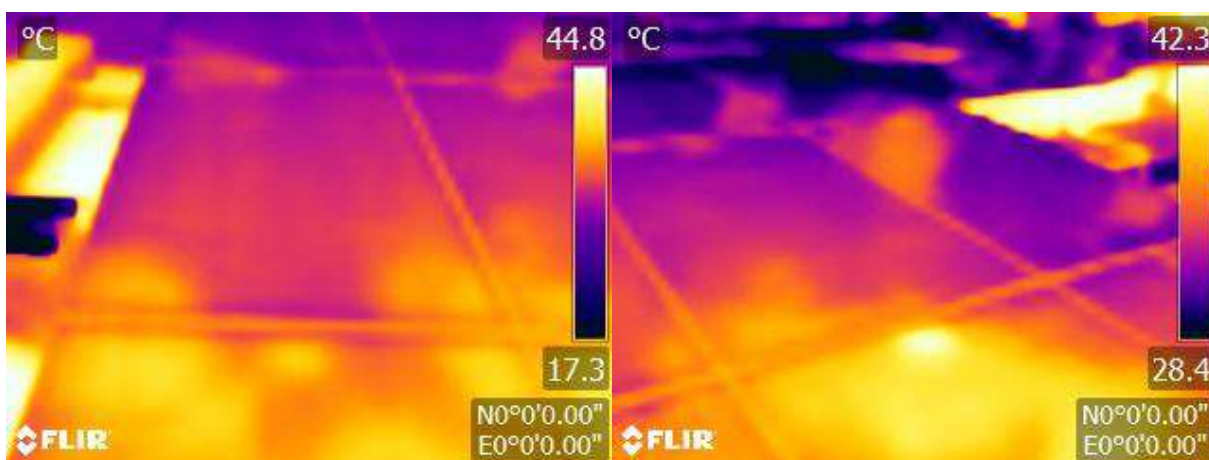


P7_002, P7_003

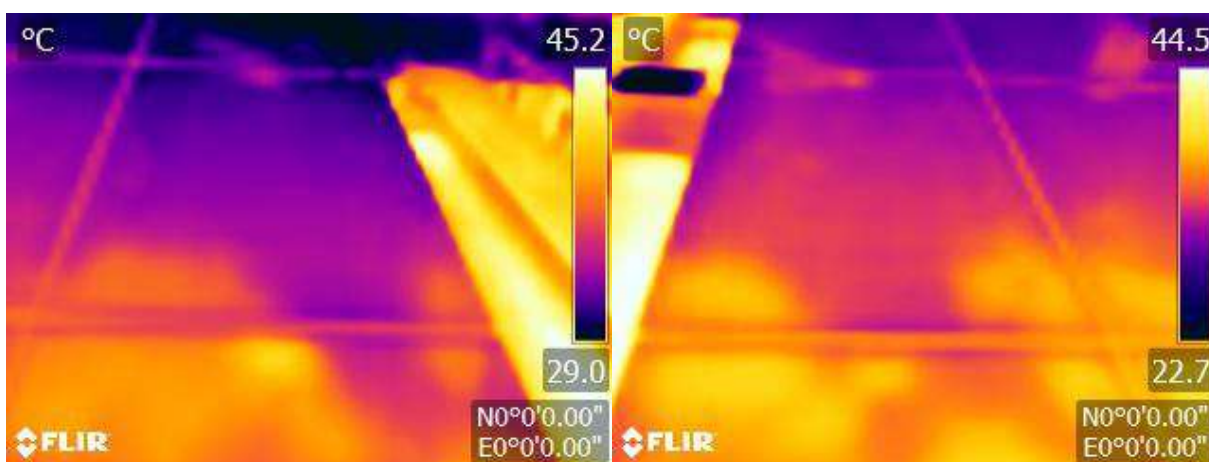




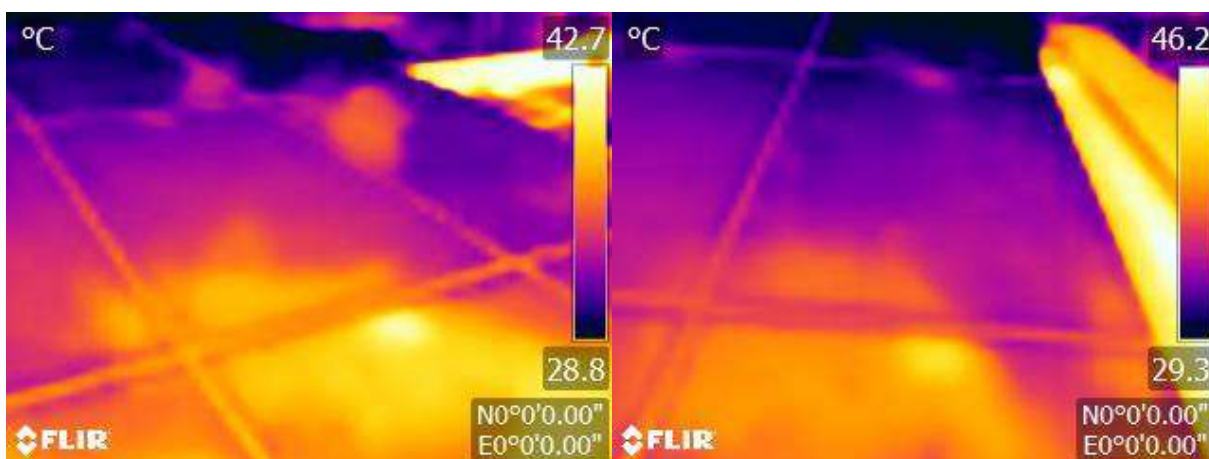
P7_004, P7_005



P7_006, P7_007

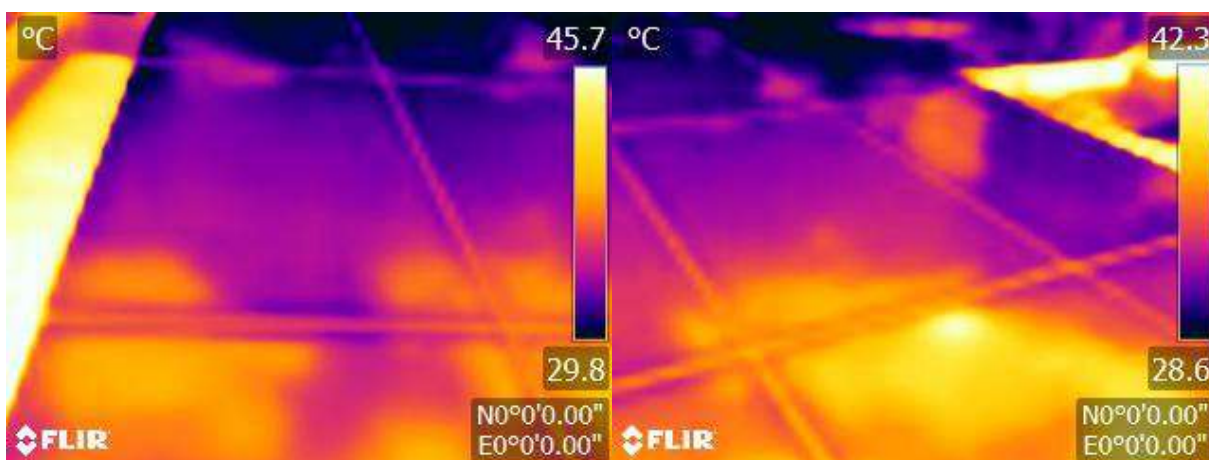


P7_008, P7_009

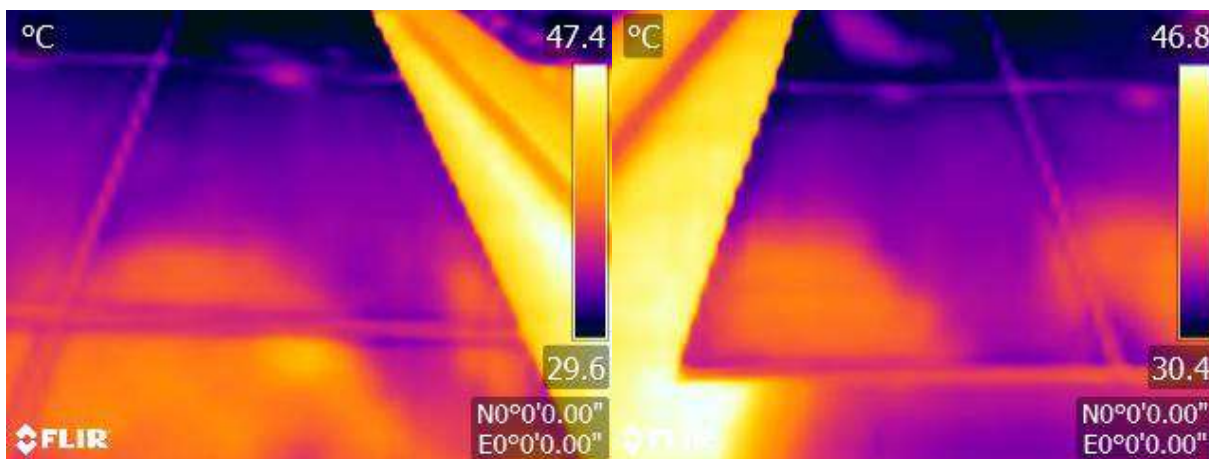




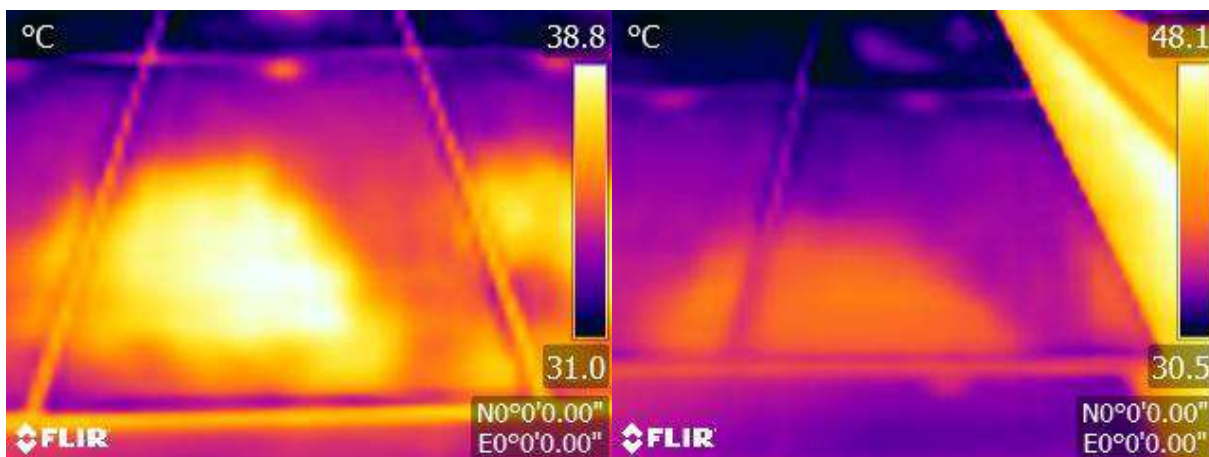
P7_010, P7_011



P7_012, P7_013

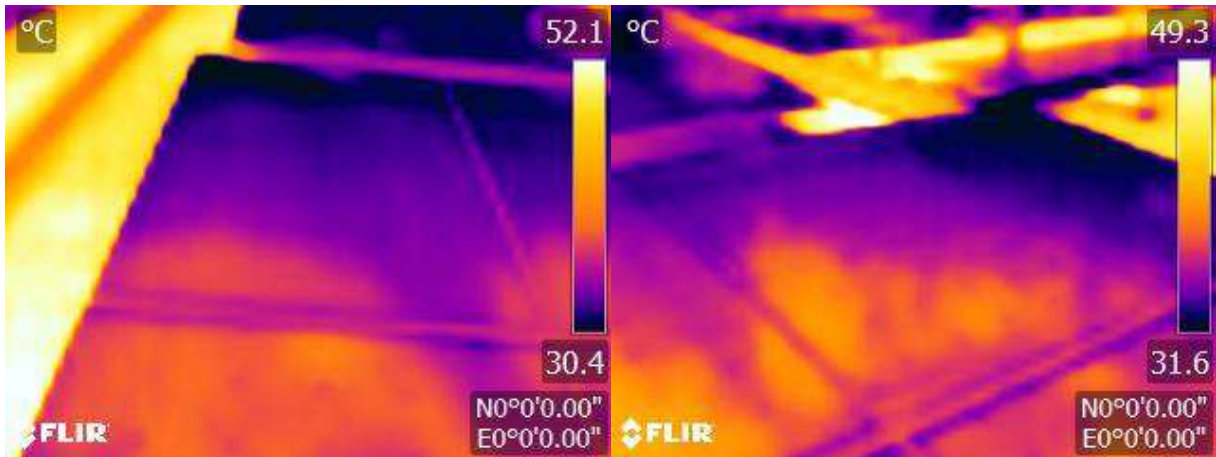


P7_014, P7_015

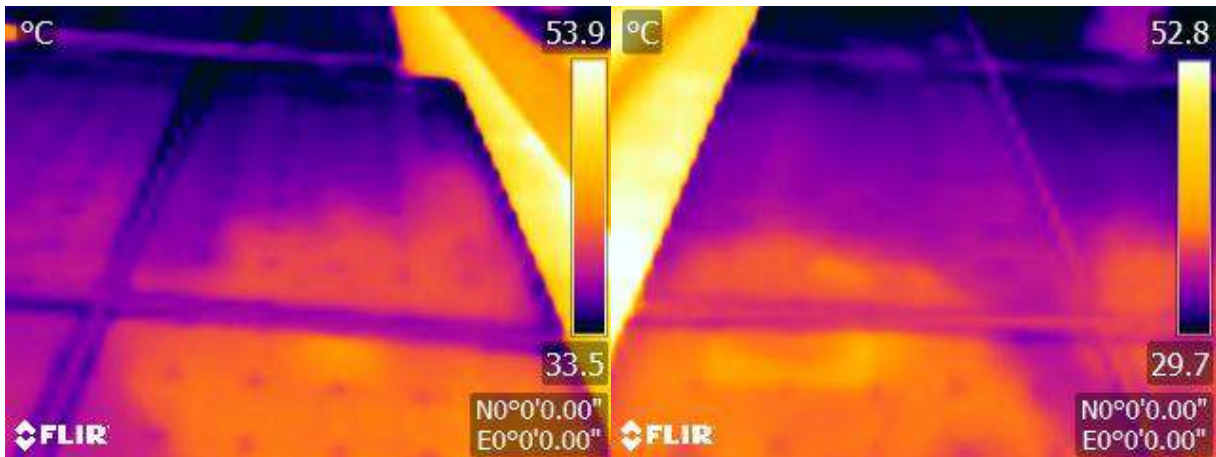




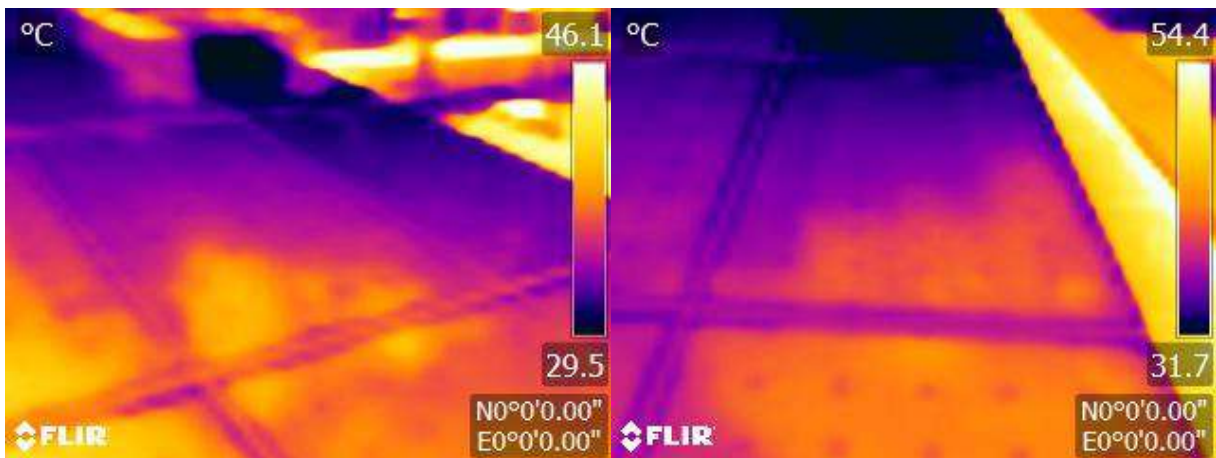
P8_001, P8_002



P8_003, P8_004

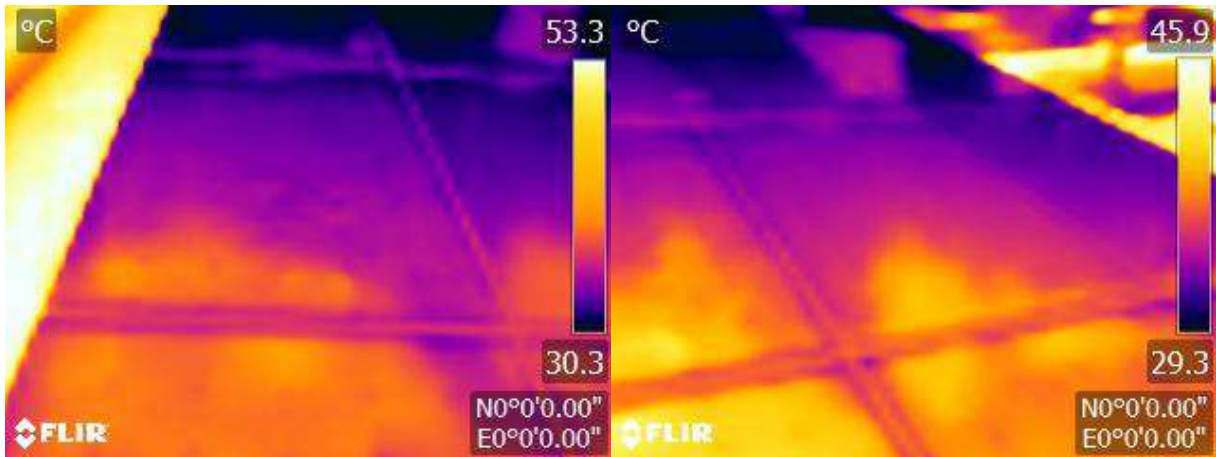


P8_005, P8_006

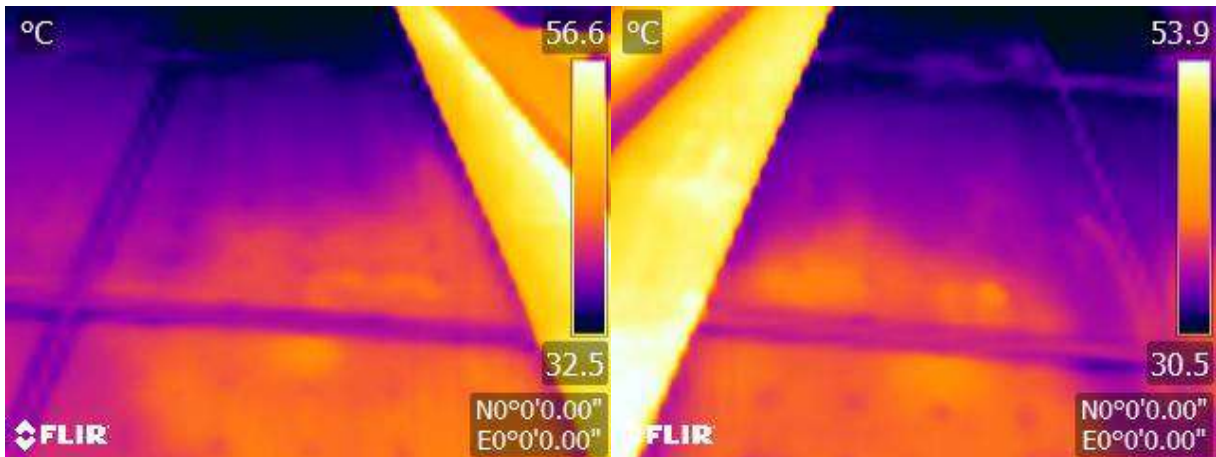




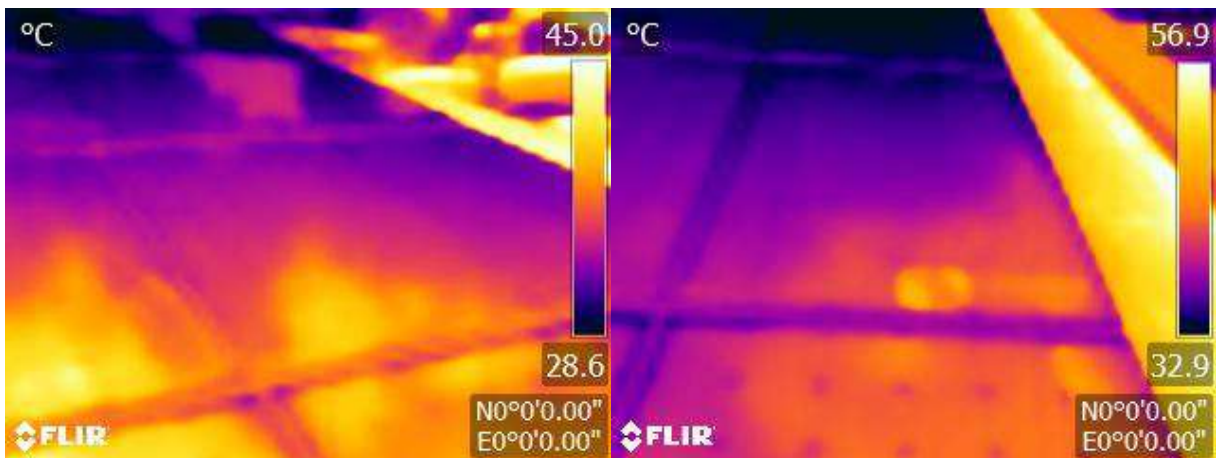
P8_007, P8_008



P8_009, P8_010

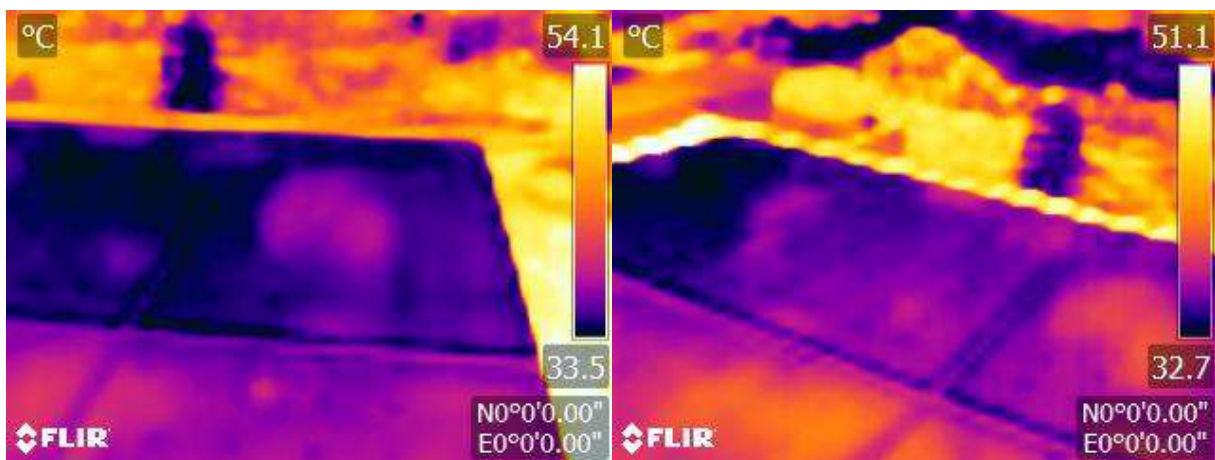


P8_011, P8_012

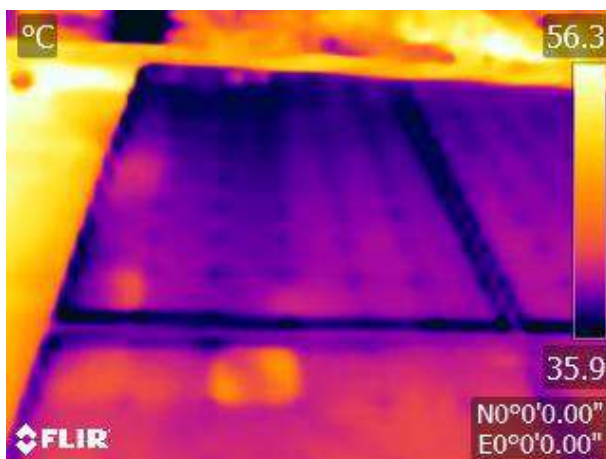




P8_013, P8_014



P8_015



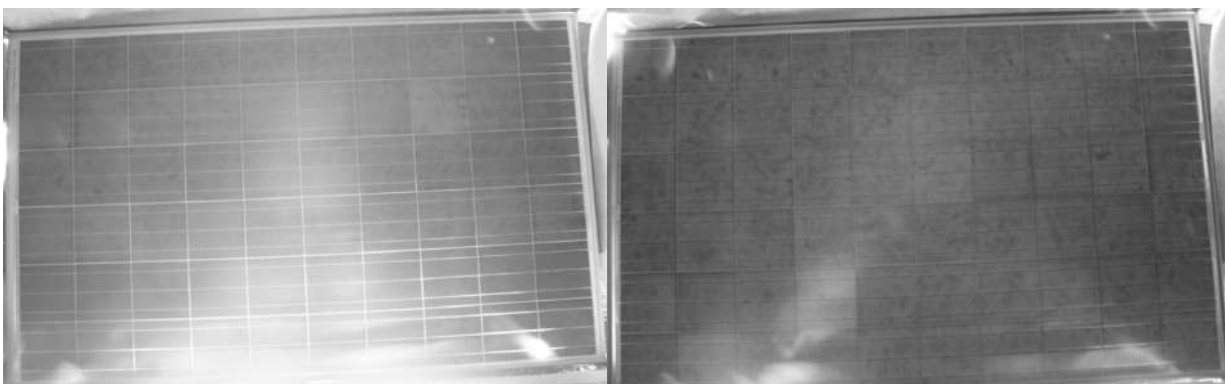


Anexo 2: Imágenes de Electroluminiscencia

P1_001, P1_002



P2_001, P3_001

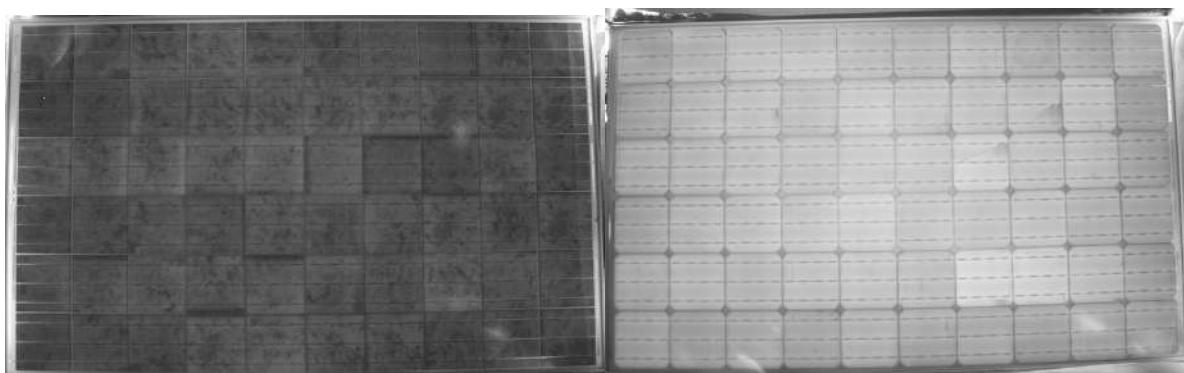


P3_002, P4_001

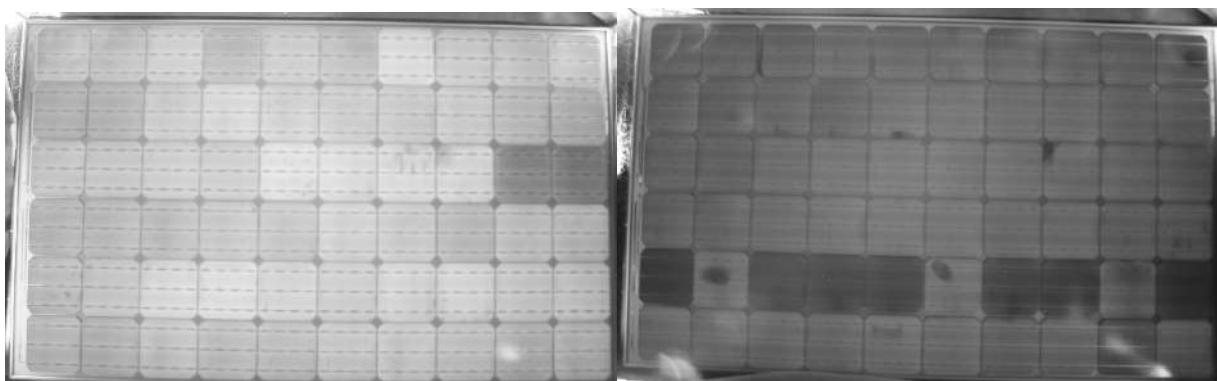




P4_002, P5_001



P5_002, P5_003

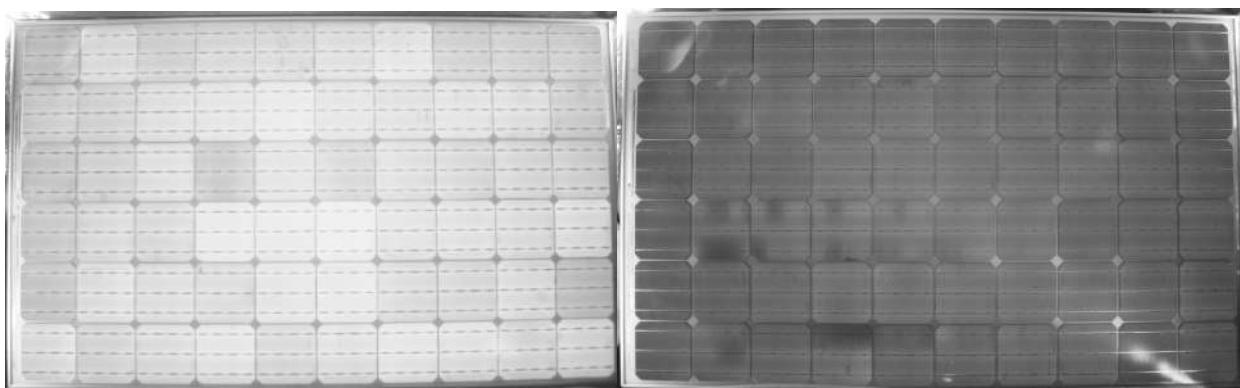


P5_004, P5_005

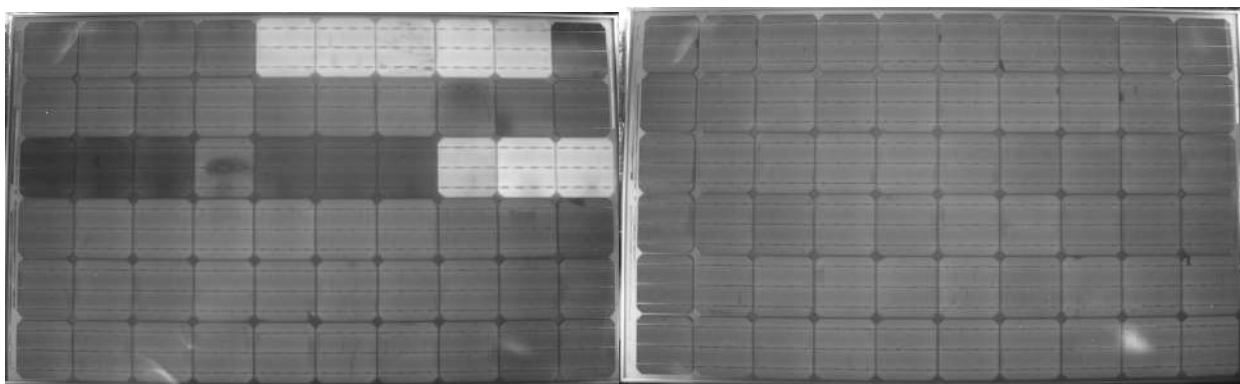




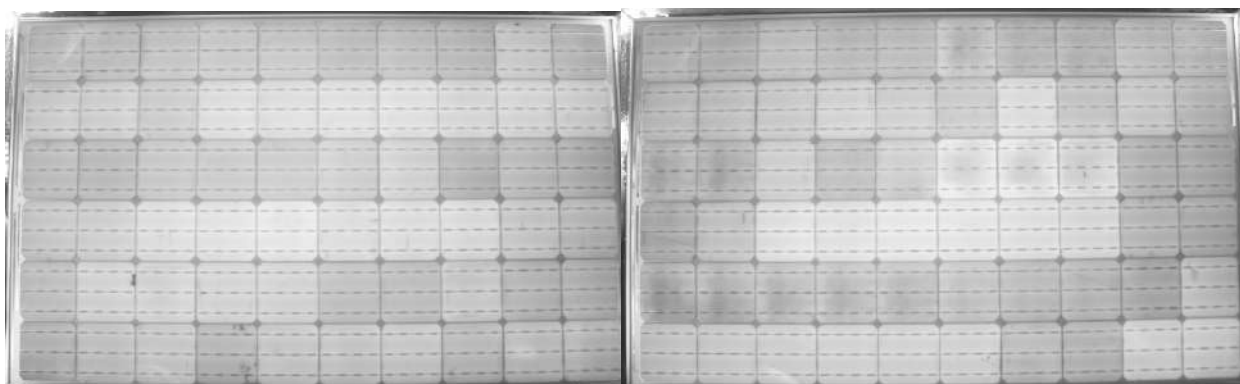
P5_006, P5_007



P5_008, P5_009

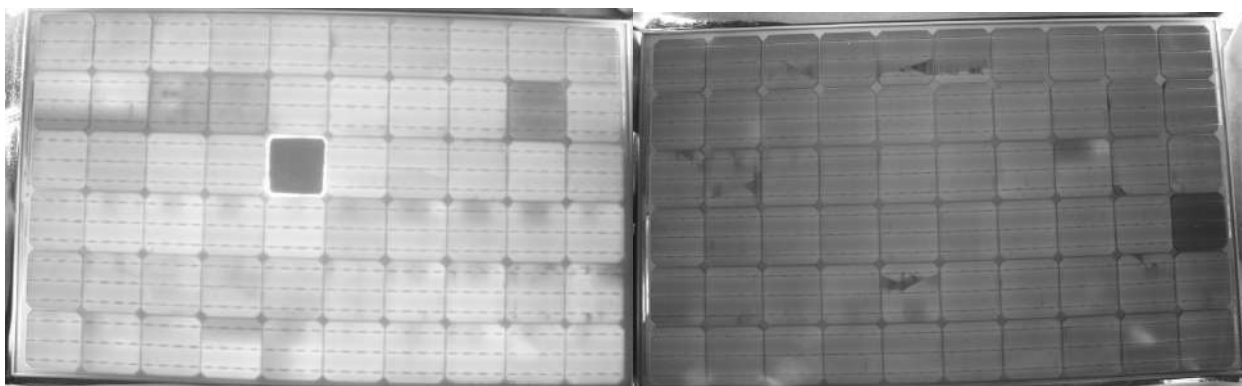


P5_010, P5_012

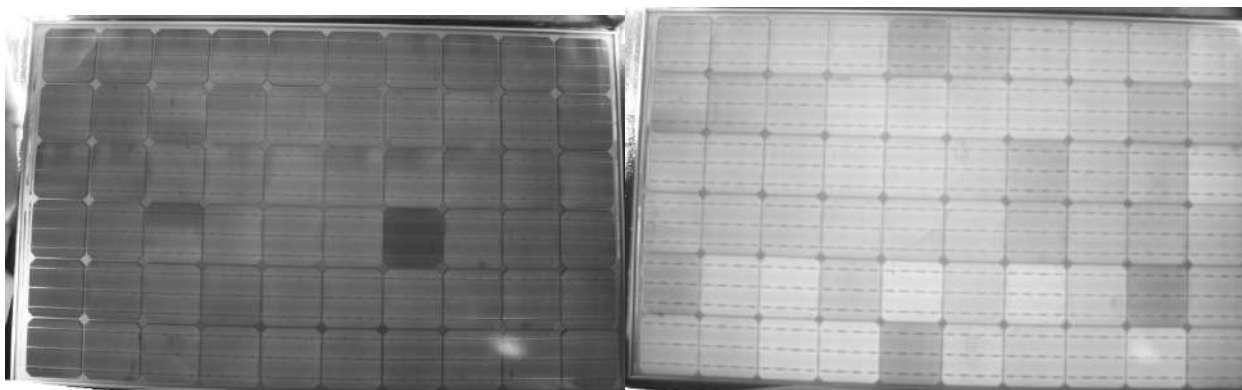




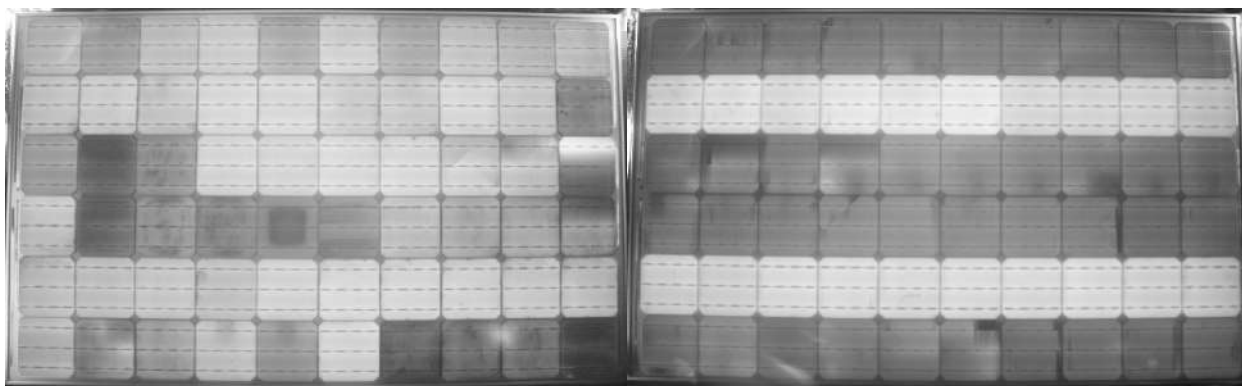
P5_013, P6_001



P6_002, P6_003

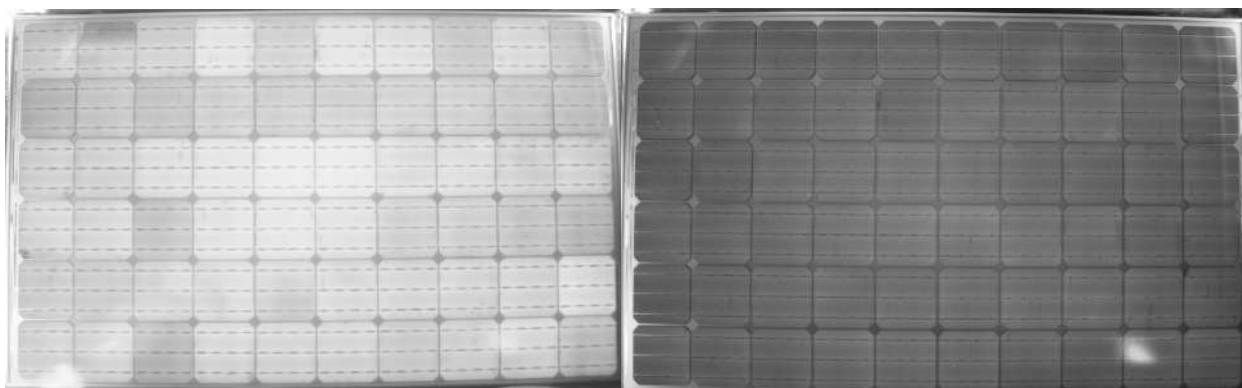


P6_004, P6_005

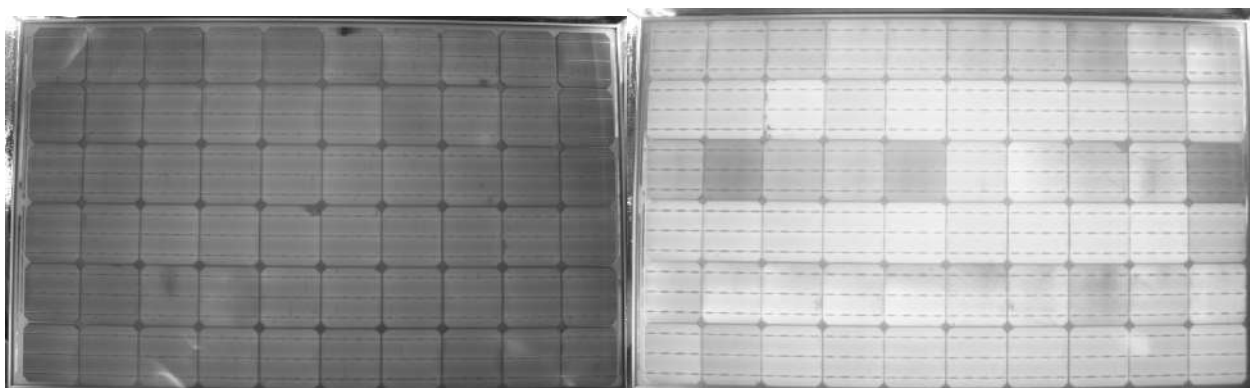




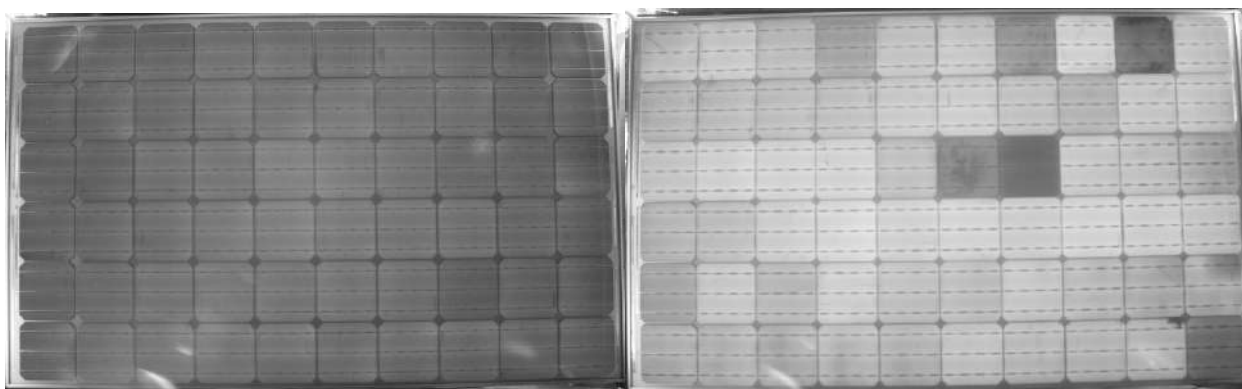
P6_006, P6_007



P6_008, P6_009



P6_010, P6_012

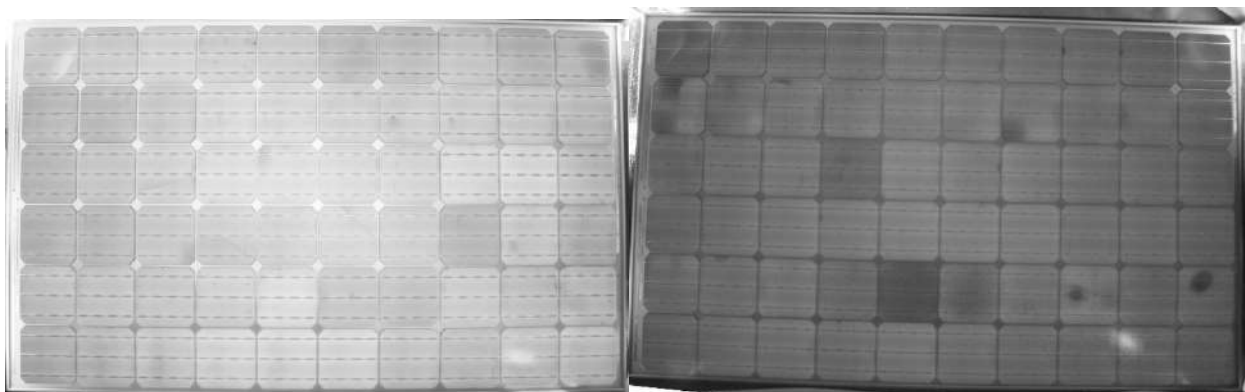




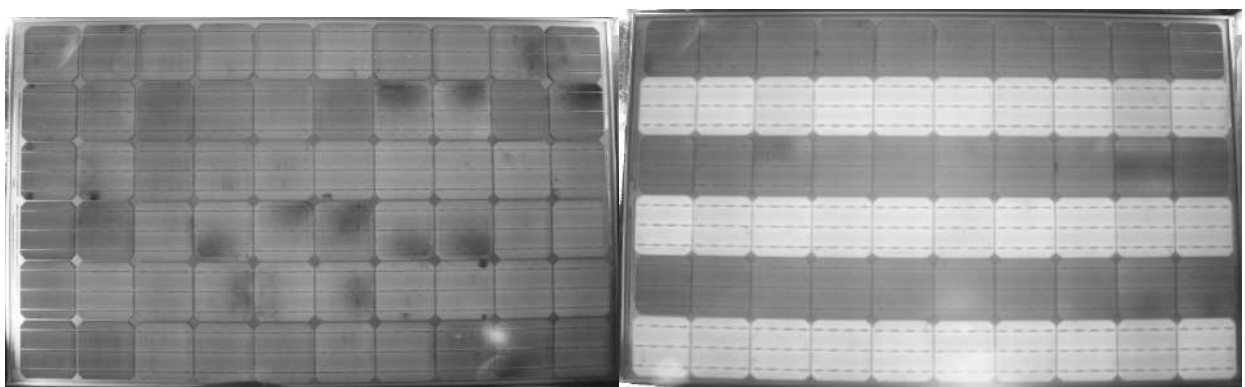
P6_015, P7_001



P7_002, P7_003

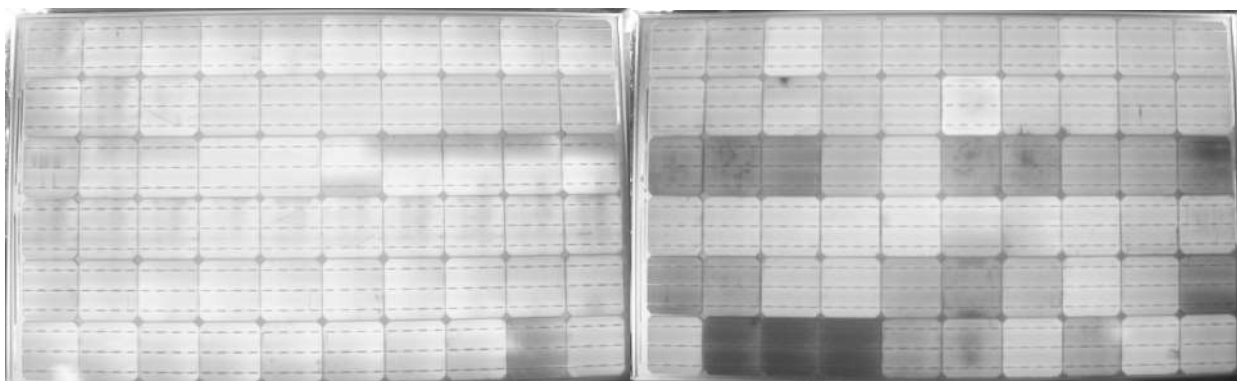


P7_004, P7_005





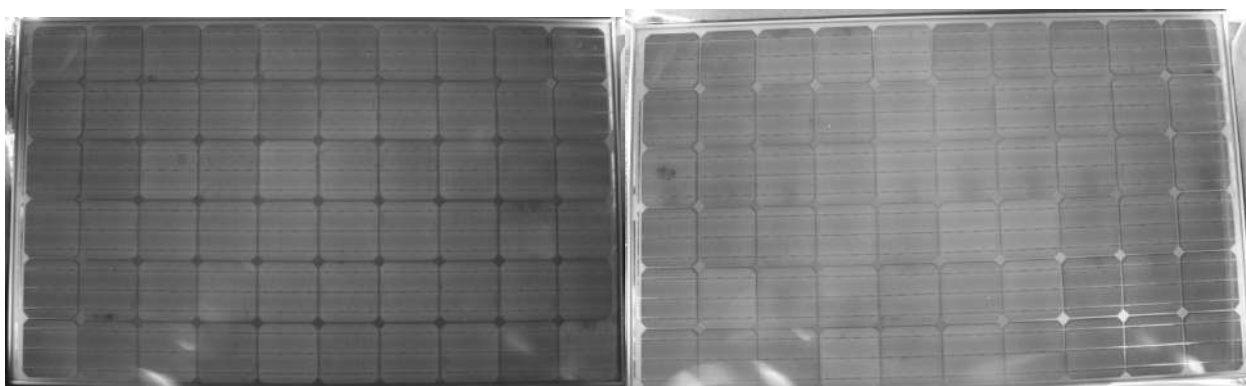
P7_006, P7_007



P7_008, P7_010



P7_012, P8_001

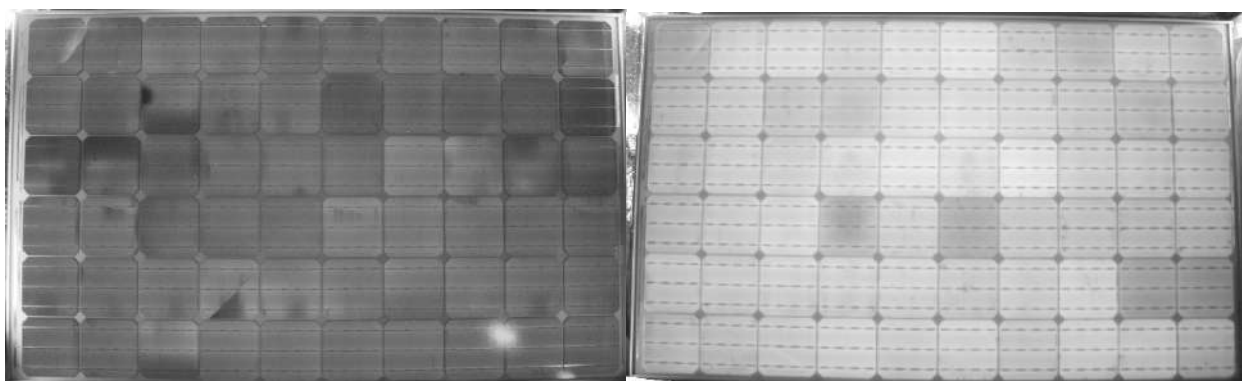




P8_002, P8_003



P8_004, P8_005

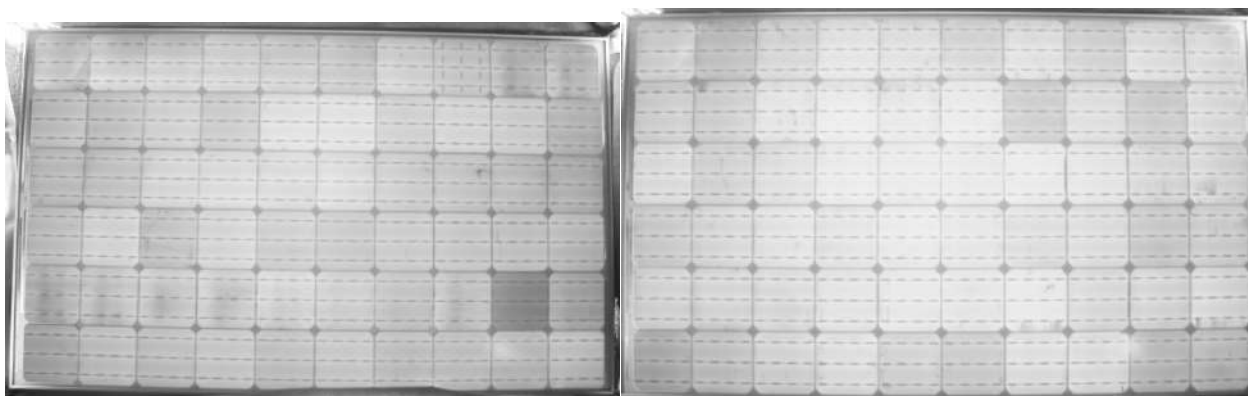


P8_006, P8_007





P8_008, P8_009

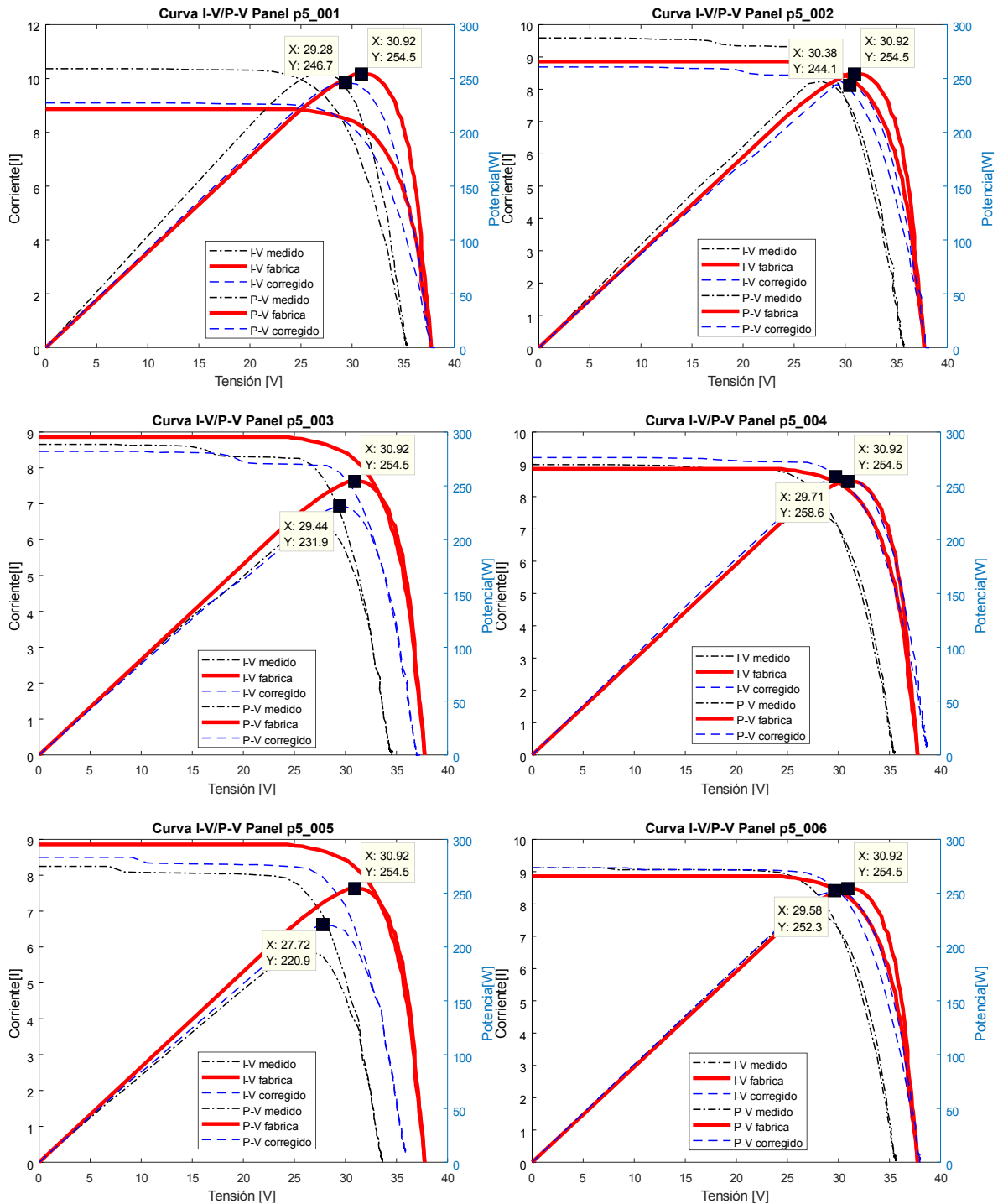


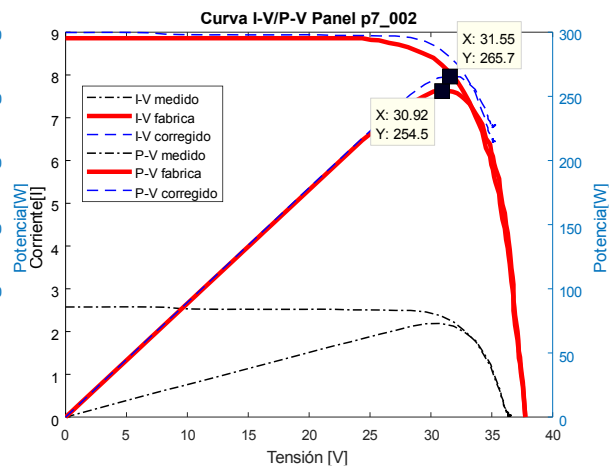
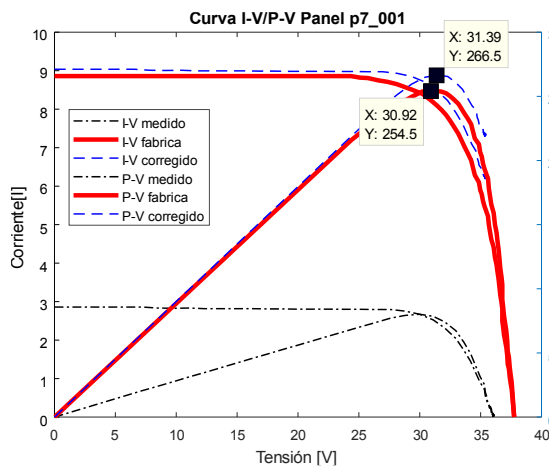
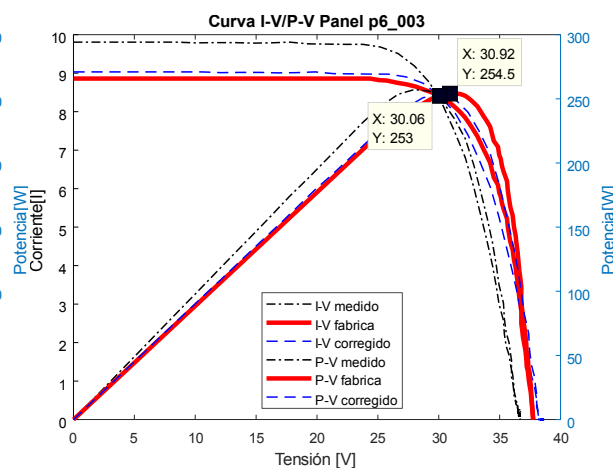
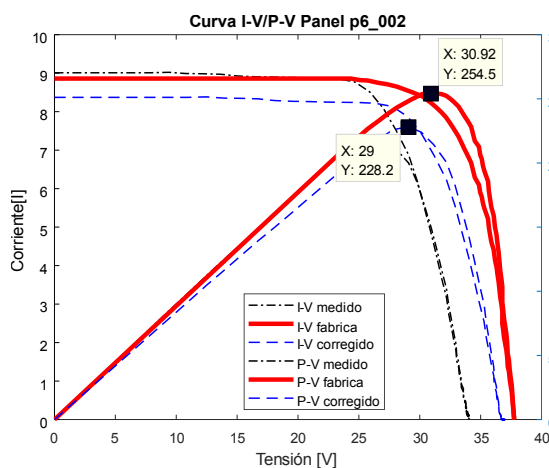
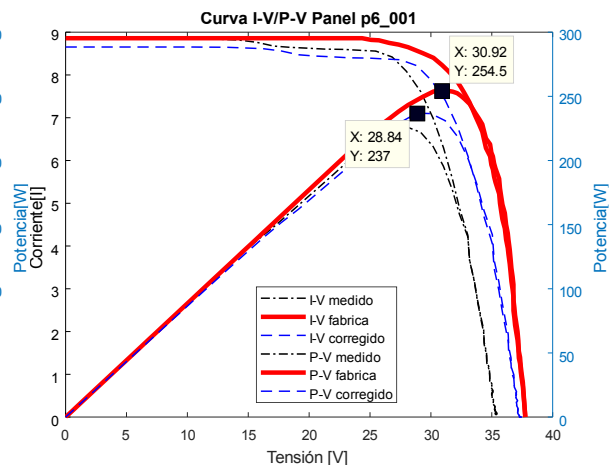
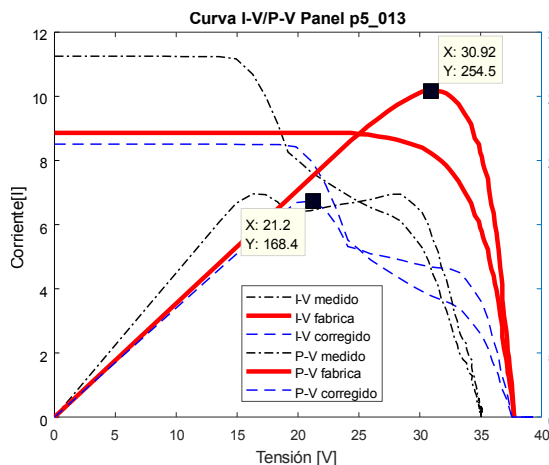
P8_010, P8_012

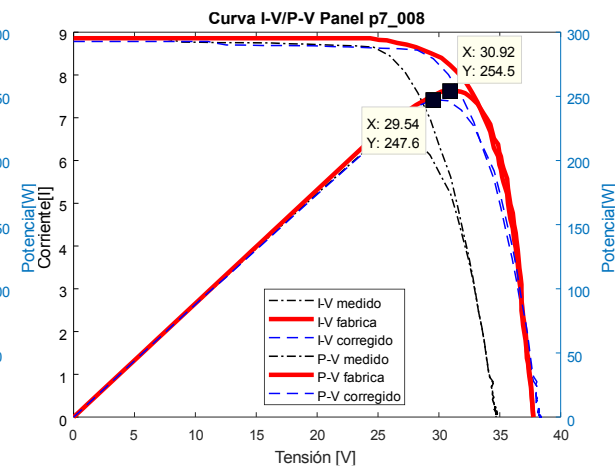
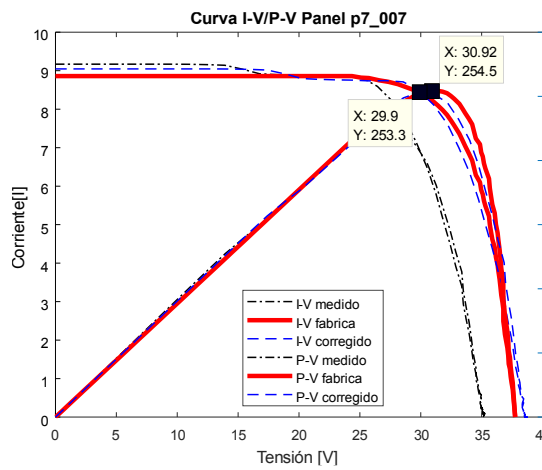
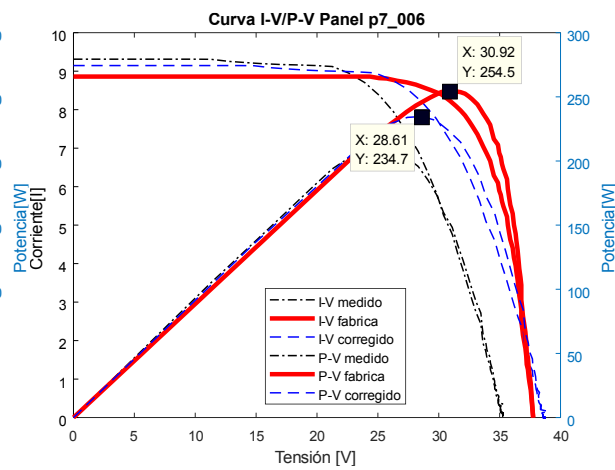
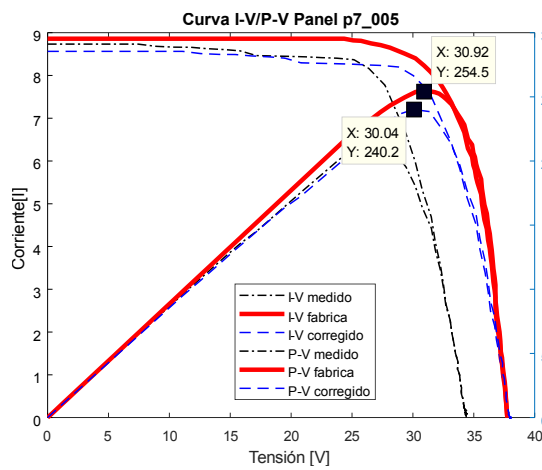
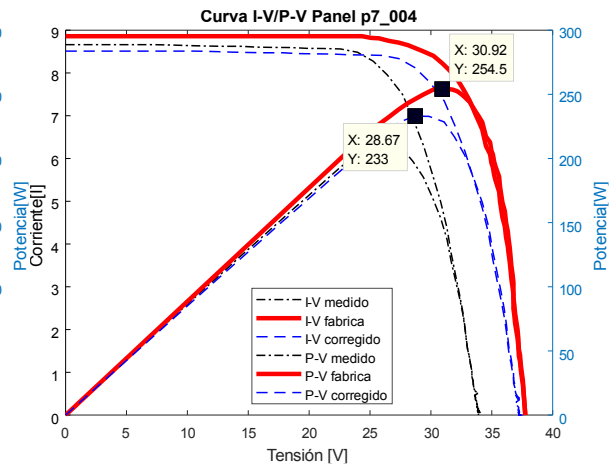
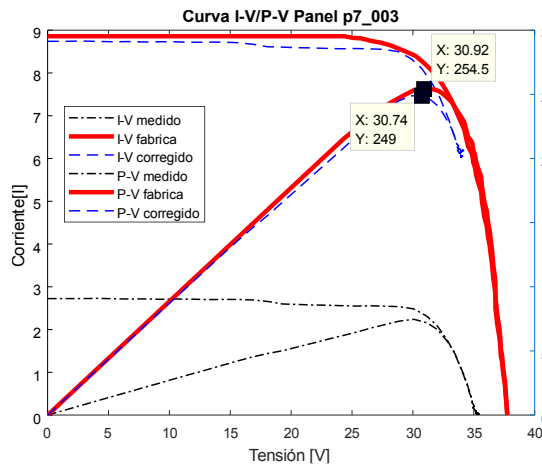


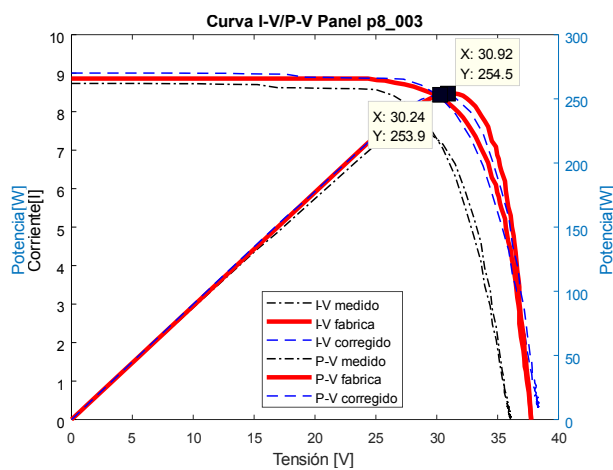
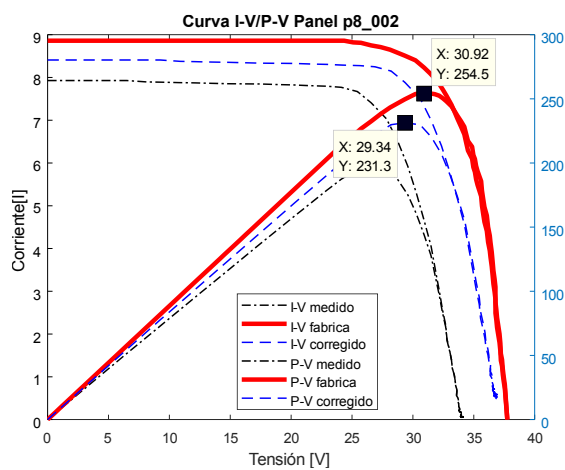
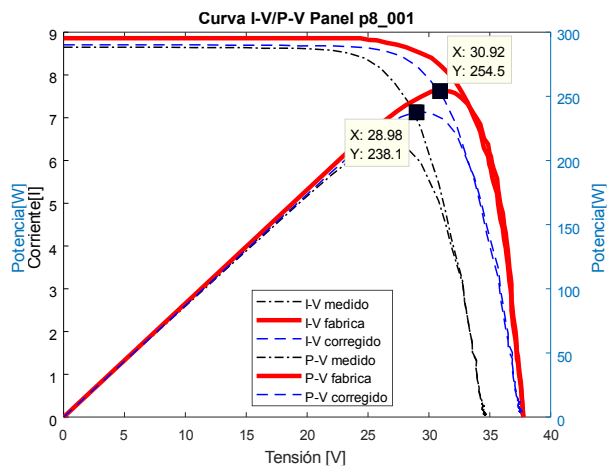
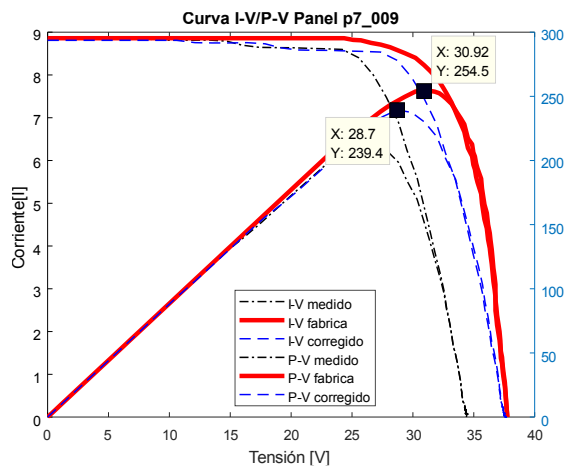


Anexo 3: Curvas I-V/P-V











Anexo 4: Certificado de calibración de la estación INAMHI

INAMHI
LABORATORIO DE METROLOGIA
INNOVACION Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

1. INFORMACIÓN DEL CLIENTE					
Número de Pedido:	P-0001886				
Cliente:	DNROH - INAMHI				
Dirección:	Inaquito N36-14 y Correa				
Teléfono:	(593-2) 3671100				
Correo Electrónico:	felix@inamhi.gob.ec				

2. IDENTIFICACIÓN DEL REPORTE	
Número de Reporte:	C-0001886-RS-C
Número de Páginas:	1 página
Código de Procedimiento:	LAMET-012
Parámetro Calibrado:	Radiación solar global
Fecha de Calibración:	1 - 2 Febrero 2018

3. EQUIPO DE REFERENCIA					
Instrumento	Clasificación ISO	Fabricante	Modelo	N° Serie	Fecha de la última calibración
Pirómetro	Estándar Secundario	CMP22	110283	Kipp & Zonen	12 Septiembre 2011

4. CONDICIONES AMBIENTALES	
Variable	Medida
Temperatura	Ambiente
Humedad relativa	Ambiente
Presión Atmosférica	733 hPa \pm 5 hPa
Condiciones del cielo	Despejado

5. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE FÁBRICA DEL SENSOR BAJO PRUEBA								
Instrumento	Clasificación ISO	Fabricante	Modelo	N° Serie	Rango de Medición	Incertidumbre de calibración diaria	Fecha de la última calibración	Examinación Física
Pirómetro	Primera Clase	Kipp Zone	CMP3	126913	300 to 2800 nm	$\leq \pm 5\%$	S/N	Sin novedades

6. PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN

El procedimiento de calibración aplica el método tipo 1a establecido en la norma ISO 9047:1992, la cual establece la comparación con un pirómetro de referencia, tomando como fuente radiante a la luz natural solar. Los dos pirómetros son colocados horizontalmente, uno a lado del otro, sobre una mesa nivelada. La calibración se realiza en la ciudad de Quito donde la irradiancia va desde los 610 W/m² hasta los 1200 W/m². El factor de calibración es calculado aplicando el método descrito en la sección 5.4 de la norma ISO 9047:1992. El pirómetro de referencia es trazable al "pirómetro patrón" del Centro Mundial de Radiación en Davos, Suiza. La incertidumbre reportada más adelante están expandidas con $k=2$ y corresponden al 95% de nivel de confianza.

7. RESULTADOS DE AJUSTE Y RECALIBRACIÓN						
Coefficientes originales de ajuste	Error relativo inicial	Nuevos coeficientes de ajuste	Error relativo final	Estado inicial	Estado Final	Fecha sugerida para la próxima Calibración
16,75 μ V / W / m ²	1,6939%	-	-	En tolerancia	En tolerancia	Febrero 2019

CURVA DE CALIBRACIÓN

8. COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS

Calibración llevada a cabo por:	Revisado por:	Aprobado por:
 Tigo Iván Rodríguez	 Ing. David Tonato	 Ing. Patricio Bracero

Reporte N° C-0001886-RS-C

Este certificado no puede ni debe ser reproducido completamente o parcialmente sin la aprobación por escrito del Centro de Metrología del INAMHI.

Coordinador Nacional de Gestión de Riesgos	País	Ecuador	Teléfono	(093-2) 3671100
Modulo Nacional de Metrología e Hidrología	Ciudad	Quito	Fax	(093-2) 3241874
Laboratorio de Metrología	Dirección	Vía: C/ N36-14 y Correa	Página WEB	http://www.inamhi.gob.ec

Página 1 de 1